



Contribution au développement d'un concept d'hybridation énergétique : structures de commande d'un système intégré éolien-hydrolien

Pierre Stevenson

► To cite this version:

Pierre Stevenson. Contribution au développement d'un concept d'hybridation énergétique : structures de commande d'un système intégré éolien-hydrolien. Energie électrique. Université du Havre, 2015. Français. NNT : 2015LEHA0001 . tel-01256028

HAL Id: tel-01256028

<https://theses.hal.science/tel-01256028>

Submitted on 14 Jan 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

UNIVERSITÉ DU HAVRE

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DU HAVRE

Discipline :

ÉLECTRONIQUE, ÉLECTROTECHNIQUE ET AUTOMATIQUE

Spécialité:

GÉNIE ÉLECTRIQUE

Par

Stevenson PIERRE

Ingénieur électromécanicien diplômé de la Faculté Des Sciences (FDS) de l'Université d'État d'Haïti (UEH)

***Contribution au développement d'un concept d'hybridation
énergétique: structures de commande d'un système intégré
éolien-hydrolien***

Soutenue le 13/03/2015 devant le jury composé de :

M. Hamid GUALOUS

Professeur à l'Université de Caen, Président

M. François AUGER

Professeur à l'Université de Nantes, Rapporteur

M. Raphaël ROMARY

Professeur à l'Université d'Artois, Rapporteur

M. Brayima DAKYO

Professeur à l'Université du Havre, Examineur

M. Cristian NICHITA

Professeur à l'Université du Havre, Directeur de thèse

M. Jérôme BROSSARD

Professeur à l'Université du Havre, Co-directeur de thèse

- *A Priscille MÉMÉ (ma fiancée) qui a consenti des sacrifices et m'a supporté moralement durant les rudes années qu'a durées cette thèse.*
- *A Clodorick E. PIERRE et Enance A. PIERRE (mes parents) qui ont su me transmettre les bases et les valeurs nécessaires à la réussite.*
- *A Dr. Rodriguez A. PIERRE, Ing. Frantz-Robert PIERRE, Claunancie PIERRE et Christla PIERRE (mes frères et sœurs) qui me rappellent toujours que je suis leur exemple.*
- *A la mémoire d'Ernest Anouce (mon grand-père) qui m'a donné le goût du travail dès ma plus tendre enfance.*
- *A la mémoire de Madame Yolaine H. LHÉRISSON et Monsieur Yves André COMPAS, professeurs à la Faculté Des Sciences (FDS) de l'Université d'Etat d'Haïti disparus lors du séisme meurtrier ayant frappé Port-au-Prince le 12 Janvier 2010.*

*« Nou ka mize nan wout, men nap toujou pote bon
nouvèl »*

« Bèl dan pa vle di zanmi pou sa »

« Tèt ki abitye mete chapo ap toujou mete chapo. »

« Lagè avèti pa touye kokobe. »

*« Ceux qui utilisent négligemment les miracles de la science en ne
les comprenant pas plus qu'une vache ne comprend la botanique
des plantes qu'elle broute avec plaisir devraient avoir honte. »*

Albert EINSTEIN

Remerciements

Ces travaux de recherche ont été réalisés au laboratoire GREAH (Groupe de Recherche en Electrotechnique et Automatique du Havre) en collaboration avec LOMC (Laboratoire Ondes et Milieux Complexes). Ainsi, Je présente mes remerciements tout d'abord à Monsieur Brayima DAKYO, directeur du GREAH, de m'avoir accueilli au sein de sa structure.

Je veux également remercier Messieurs Cristian NICHITA et Jérôme BROSSARD, respectivement mon directeur et mon co-directeur de thèse, d'avoir fait choix de moi pour réaliser ce travail. Je leur remercie aussi de m'avoir accordé leur temps lorsque c'était nécessaire.

Mes sincères remerciements vont aussi aux membres du Jury. Je veux commencer par Messieurs François AUGER et Raphaël ROMARY d'avoir accepté d'être rapporteurs de ce manuscrit. Merci également à Monsieur Hamid GUALOUS d'avoir présidé le jury et à Monsieur Brayima DAKYO d'avoir accepté d'en faire partie.

Je tiens également à remercier la CODAH (Communauté de l'Agglomération du Havre) pour son soutien financier sans lequel il serait impossible de réaliser ce travail.

Enfin, je remercie tous les membres de l'équipe du GREAH pour leur soutien durant les années qu'a durées cette thèse.

Introduction générale

*« La stratégie se joue toujours dans les cervelles et les tripes. »
« Je dis que l'homme est fondamentalement un créateur ».-
Frankétienne*

Introduction générale

Depuis plusieurs décennies, le réchauffement climatique de notre planète est au centre des préoccupations de plusieurs grands pays de ce monde. En effet, en 1992 avait lieu le sommet de la terre à Rio de Janeiro. En cette occasion, 154 pays signaient la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). En son article 2, elle stipulait : « l'objectif de cette convention est de stabiliser les gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Il convient d'atteindre ce niveau dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée et que le développement économique puisse se poursuivre d'une manière durable. »¹ Tous les pays devraient prendre des mesures concrètes pour que cet objectif soit atteint.

Très tôt, on voyait que cette convention ne suffisait pas. Pour preuve, en 1997 au sommet de la terre à New York, la session extraordinaire de l'Assemblée générale de l'ONU constatait le désaccord criant entre les Etats Unis et l'Union Européenne sur les gaz à effet de serre. Fort de ceci, il fallait être plus précis dans les demandes. Ainsi, en Octobre 1997, à Luxembourg, les ministres de l'environnement européens appelaient leurs partenaires de la convention sur le changement climatique à faire d'ambitieuses propositions sur la réduction des gaz à effet de serre avant la conférence internationale qui était prévue en décembre à Kyoto.²

En décembre 1997 avait lieu la conférence de l'ONU sur le climat de Kyoto. Cette conférence donnait naissance à l'accord connu sous le nom de protocole de Kyoto. Ce protocole stipulait dans son article 3 alinéa 1 que les pays devraient prendre des dispositions en vue de réduire le total de leurs émissions de gaz à effet de serre d'au moins 5% par rapport

¹ Nations Unies, « *Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques*. », 1992

² <http://www.vie-publique.fr/chronologie/chronos-thematiques/debat-climat-rio-1992-rio-20-2012.html>

à 1990 au cours de la période d'engagement allant de 2008 à 2012. Des objectifs chiffrés étaient attribués à chaque pays à l'annexe B de cet accord.³

Nul ne peut ignorer que notre civilisation dépend de l'électricité. En effet, personne ne peut oser imaginer un monde sans télévision, sans ordinateur etc. Tous ces éléments qui font partie de notre quotidien ne peuvent pas fonctionner sans électricité. Le laboratoire où nous avons fait ce travail de thèse existerait difficilement sans l'électricité. Toutefois, la production d'électricité peut se révéler un vecteur important de gaz à effet de serre. Voilà pourquoi, pour respecter leurs engagements pris au protocole de Kyoto, plusieurs pays ont pris des dispositions visant à reconsidérer leur façon de produire l'électricité. En effet, ces pays se sont orientés vers des sources d'énergies renouvelables et propres. Parmi les différentes technologies développées, l'éolienne occupe une place considérable avec une capacité de production installée de plus de 318 GW en Décembre 2013 dans le monde.⁴ L'hydrolienne ne rivalise pas encore avec l'éolienne, mais elle progresse à grands pas puisqu'elle hérite de la grande expérience déjà acquise par celle-ci.

Devant cet intérêt accru pour l'éolienne et l'hydrolienne, des laboratoires de génie électrique à travers le monde cherchent à maîtriser ces technologies. Ainsi, depuis plusieurs années, le laboratoire GREAH (Groupe de Recherche en Electrotechnique Et Automatique du Havre) développe des outils d'étude (logiciels de conception et de simulation, simulateurs physiques des sources d'énergies renouvelables, prototype de démonstration) pour la maîtrise des énergies renouvelables en général, l'éolienne et l'hydrolienne en particulier. Etant donné que les concepts hydroliens se rapprochent fortement de ceux de l'éolienne, la question a été posée au GREAH pour savoir dans quelle mesure il serait possible de réaliser un système hybride hydrolien-éolien. C'est dans ce contexte que s'inscrit le travail présenté dans ce document. L'objectif final est d'étudier et comparer plusieurs modes de couplage en vue de choisir celui qui sera le mieux adapté.

³ Nations Unies, « *Protocole de Kyoto à la Convention-cadre des Nations Unies sur les Changements Climatique.* », 1998

⁴ Global Wind Energy Council, "*Global wind statistics 2013*", Février 2014

Ce document est divisé en quatre chapitres. Le **chapitre I** présente l'état de l'art des conversions éoliennes et hydroliennes. Après un bref historique de l'éolienne, les différents types d'éoliennes sont présentés. La situation de l'éolienne à travers le monde, l'Europe et la France est par la suite exposée. La partie état de l'art de l'éolienne est close par une présentation de certains éléments théoriques. L'état de l'art de l'hydrolienne fait suite à l'éolienne. Dans cette partie, il y a un bref historique de la conversion hydrolienne. Cet historique est suivi de quelques mots sur la ressource (courant marin). Ensuite, une attention est portée sur différents projets et technologies hydroliens.

Le **chapitre II** aborde la modélisation des différents éléments qui composent les chaînes de conversion éolienne et hydrolienne. Au premier abord, des hypothèses sont posées. Elles consistent à dire que l'éolienne comprend une Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) et l'hydrolienne est à base d'une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) et qu'elles sont connectées à un réseau électrique parfait. De là, sont présentés les modèles des turbines, du multiplicateur, de la MSAP, de la MADA, des connexions avec les convertisseurs et avec le réseau.

Le **chapitre III** est consacré à la commande des deux systèmes. La stratégie de commande choisie pour la chaîne de conversion éolienne utilise un contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation. Elle comprend aussi un contrôle vectoriel de la MSAP et le contrôle de la connexion au réseau. Le contrôle MPPT de la turbine hydrolienne se fait sans asservissement de la vitesse de rotation. La stratégie de commande utilisée pour la chaîne hydrolienne considère aussi le contrôle vectoriel de la MADA et le contrôle de la connexion au réseau.

Le **chapitre IV** considère le développement et l'analyse des systèmes par simulation numérique. Les équations présentées au chapitre II sont utilisées pour modéliser les turbines dans l'environnement Matlab/Simulink. Une machine synchrone à aimants permanents déjà modélisée dans l'environnement Matlab/Simulink/SimpowerSystem est utilisée. Il en est de même pour les convertisseurs à commande MLI utilisés pour le système éolien. Le système hydrolien est modélisé dans l'environnement Matlab/Simulink. En effet, les blocs Simulink sont utilisés pour modéliser la turbine et sa commande. Le modèle de la MADA dans Matlab/Simulink se fait à l'aide des équations d'état et celui des convertisseurs via des

fonctions Matlab. Des résultats de simulation sont présentés pour montrer le bon fonctionnement des systèmes de commande. Des régulateurs PI sont utilisés pour les commandes. Après l'étude séparée des chaînes de conversion, deux possibilités de couplage sont étudiées. Des résultats de simulation permettent de les comparer.

Ce document se termine par une conclusion générale qui résume les principaux éléments développés au cours de ce travail et propose de nouvelles pistes de recherche qui seront considérées dans la suite qui y sera donnée.

CHAPITRE I

Etat de l'art de la conversion des énergies éolienne et hydrolienne

*« Nou ka mize nan wout, men nap toujou pote bon
nouvèl ».- Proverbe haïtien*

*« On fait la science avec des faits comme on fait une maison avec
des pierres ; mais une accumulation de faits n'est pas plus une
science qu'un tas de pierres n'est une maison ».- Henri Poincaré*

Chapitre I

Etat de l'art de la conversion des énergies éolienne et hydrolienne

Tables des matières

I.1.- Introduction.....	7
I.2.- Etat de l'art de l'éolienne	7
I.2.1.- Historique de l'éolienne.....	7
I.2.1.1.- Les moulins à vent.....	7
I.2.1.2.- Les 1 ^{ères} éoliennes.....	8
I.2.1.3.- Les éoliennes au XX ^{ème}	9
I.2.2.- Différents types d'éoliennes	10
I.2.2.1.- Eoliennes à axe vertical.....	10
I.2.2.2.- Eolienne à axe horizontal	13
I.2.3.- Situation de l'éolienne à travers le monde.....	14
I.2.3.1.- Situation de l'éolienne en Europe	15
I.2.3.2.- Situation de l'éolienne en France	16
I.2.4.- L'éolienne offshore.....	17
I.2.5.- Notions théoriques.....	19
I.2.5.1.- Coefficient de puissance d'une turbine et limite de Betz.....	19
I.2.5.2.- Caractérisation d'un site éolien	20
I.2.5.3.- Structure des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.....	21

I.3.- Etat de l'art de l'hydrolienne	22
I.3.1.- Historique de l'hydrolienne	25
I.3.2.- La ressource	26
I.3.3.- Différents types de turbines hydroliennes et des projets connexes.	28
I.3.3.1.- Turbines à axe vertical	28
I.3.3.1.1.- Gorlov Helical Turbine (GHT).....	29
I.3.3.1.2.- Blue Energy	30
I.3.3.1.3.- Projet Enemar	31
I.3.3.1.4.- HARVEST.....	32
I.3.3.2.- Turbines à axe horizontal	33
I.3.3.2.1.- Projet Seaflow, Royaume-Uni	33
I.3.3.2.2.- Projet SEAGEN	34
I.3.3.2.3.- TIDEL.....	35
I.3.3.2.4.- Turbines hydroliennes avec carénages de type Venturi	36
I.3.3.3.- Turbines à ailes oscillantes ou battantes	40
I.3.3.4.- Turbines à aubes flottantes	41
I.4.- Conclusion	42
I.5.- Références bibliographiques.....	43

Chapitre I

Etat de l'art de la conversion des énergies éolienne et hydrolienne

I.1.- Introduction

Avant d'apporter notre pierre au sujet que nous étudions, nous avons consulté ce qu'ont fait des chercheurs et des ingénieurs qui ont déjà travaillé dans le domaine. En effet, à travers le monde, la production de l'électricité à partir de l'éolienne et l'hydrolienne ne cesse d'augmenter. Ainsi, beaucoup de projets ont été exécutés dans les années passées ou en sont cours d'étude.

Ce chapitre présente l'état de l'art de la conversion des énergies éolienne et hydrolienne que nous avons réalisé à partir des données recueillies. Dans un premier temps, nous nous concentrons sur l'éolienne et dans un second sur les projets hydroliens.

I.2.- Etat de l'art de l'éolienne

I.2.1.- Historique de l'éolienne

I.2.1.1.- Les moulins à vent

Depuis la nuit de temps, l'homme apprit à maîtriser le vent. Vers 5000 avant notre ère, les Egyptiens captèrent l'énergie du vent par la voile pour la navigation [1]. Ensuite, l'énergie du vent fut exploitée par le biais du moulin à vent apparu vers l'an 600 de notre ère [2]. Les perses utilisèrent le moulin à vent pour entraîner des roues à aube primitives. Il fut ensuite amélioré par l'utilisation des voiles montées sur un axe vertical et connut un grand développement en moyen orient [3].

Les moulins à vent firent leur apparition en Europe un peu avant l'an 1000 en Angleterre et se fut ensuite généralisés dans toute l'Europe au XII^{ème} siècle [4]. Ils servirent

essentiellement à pomper l'eau, à extraire de l'huile et à moudre les céréales. Ils furent construits sous le modèle de l'éolienne à axe vertical.

Les XVIII^{ème} et XIX^{ème} siècles constituèrent l'âge d'or des moulins à vent en Europe. L'aile Berton brevetée en 1841 utilisa déjà un axe horizontal et participa à l'automatisation progressive des moulins à vent [5]. La Hollande ne compta pas moins de 100 000 moulins à vent en 1820 [7].

I.2.1.2.- Les 1^{ères} éoliennes

Il fallut attendre la fin du XIX^{ème} siècle pour que le météorologue danois Paul La COUR démontrât un rapprochement des moulins à vent avec la technologie des éoliennes actuelles [1]. Ce météorologue danois (1846-1908) expérimenta l'utilisation d'un générateur à courant continu entraîné par un moulin à vent ordinaire [8]. Durant l'hiver de 1887-1888, l'américain Charles Francis Brush construisit la première petite éolienne pour alimenter sa maison en électricité en utilisant un système de stockage par batterie [9]. D'où la naissance de l'aérogénérateur. Cet ancêtre de l'éolienne disposa d'un rotor de 17 mètres de diamètre et fut composé de 144 pales en cèdre. Il fut immense pour une production de seulement 12 kW [9].

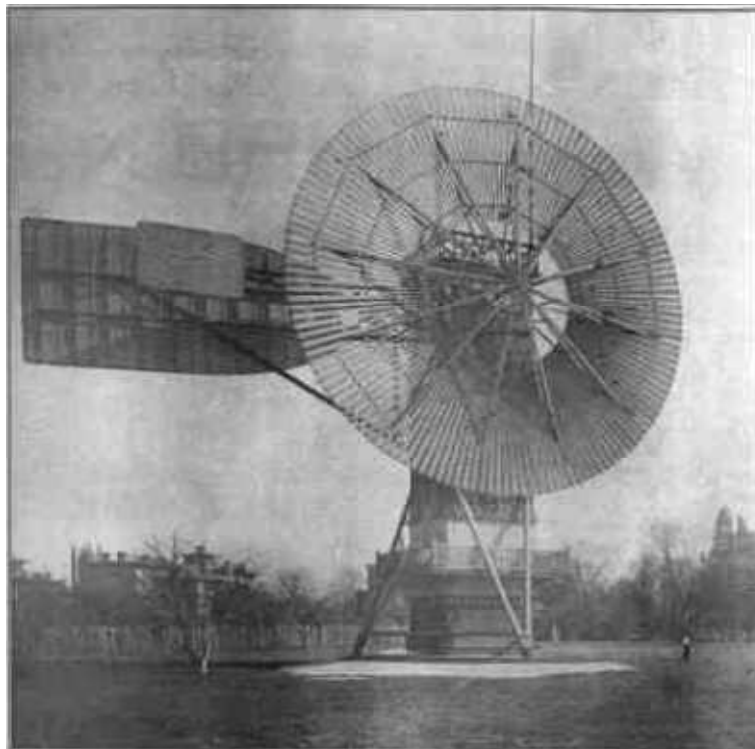


Figure I. 1: Aéromoteur construit par Charles F. Brush [9]

I.2.1.3.- Les éoliennes au XX^{ème}

Dès le début du XX^{ème} siècle, la concurrence simultanée du réseau électrique, des centrales à charbon et du pétrole provoqua le déclin des éoliennes. Elles refirent surface pendant la seconde guerre mondiale en raison des pénuries de charbon et de pétrole [1]. En 1957, l'un des étudiants de La COUR, Johannes JUUL, créa la turbine Gedser, première éolienne à produire du courant alternatif [10]. Composée de trois pales, d'une puissance de 200 kW, ce fut une éolienne dotée d'un système d'orientation électromécanique et d'une génératrice asynchrone [11]. Elle fonctionna pendant 11 ans et sert encore de modèle aux éoliennes modernes [12].



Figure I. 2: Eolienne Gedser [11]

Le marché des éoliennes fut arrêté dans son développement pendant une grande partie du XX^{ème} siècle. Dans les années 70, les chocs pétroliers et l'augmentation brutale du prix des énergies fossiles insuffla un nouvel élan dans le secteur éolien. Grâce à un progrès technique soutenu, des éoliennes puissantes et plus légères se sont développées jusqu'à atteindre un niveau compétitif avec les énergies traditionnelles [1].

I.2.2.- Différents types d'éoliennes

En fonction de l'orientation de l'axe de rotation, les éoliennes sont classées en éoliennes à axe vertical et éoliennes à axe horizontal,

I.2.2.1.- Eoliennes à axe vertical

Les deux types d'éoliennes à axe vertical les plus répandus sont : Le rotor de Savonius et Le rotor de Darrieus

Le rotor Savonius

Ce type de rotor fonctionne sur le principe de la traînée différentielle [13]. En effet, les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple moteur entraînant la rotation de l'ensemble.

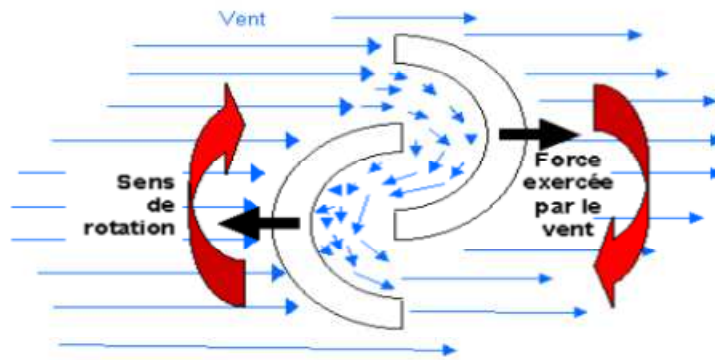


Schéma de principe du rotor de Savonius

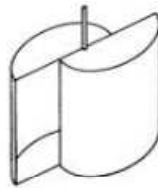


Schéma du rotor de Savonius

(Source : <http://muextension.missouri.edu/explore/agguides/agengin/g01981.htm>)

Figure I. 3: Principe du rotor de Savonius [13]

Le rotor de Darrieus

Ce type de rotor fonctionne sur le principe de la variation cyclique d'incidence [13]. En effet, un dispositif placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables [14]. La résultante de ces forces génère un couple entraînant la rotation du dispositif

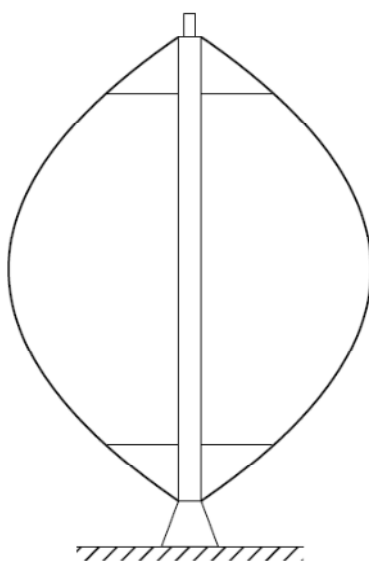


Figure I. 4: Rotor de Darrieus [14]



Figure I. 5: Eoliennes de type Darrieus installées au GREAH

L'éolienne à axe vertical la plus réussie est celle à rotor de Darrieus [15] [16]. La caractéristique la plus attrayante de ce type de turbine est que le générateur et les appareils de transmission sont situés au niveau du sol. De plus, elle est capable de capturer des vents de toute direction. Toutefois, ces avantages sont contrecarrés par une capture réduite d'énergie puisque les vents interceptés par le rotor ont moins d'énergie. Par ailleurs, en dépit du fait que

le générateur et la transmission sont situés au niveau du sol, l'entretien n'est pas simple car il nécessite généralement l'enlèvement du rotor. Principalement pour ces raisons, l'utilisation des éoliennes à axe vertical a considérablement baissé au cours des dernières décennies.

I.2.2.2.- Eolienne à axe horizontal

Aujourd'hui, presque toutes les éoliennes commerciales connectées au réseau sont à axe horizontal bipales ou tripales. Le rotor est situé en haut d'un mât où les vents ont plus d'énergie et moins turbulents. Dans l'état actuel, une éolienne à axe horizontal est composée des parties suivantes : la fondation, la cabine de dispersion, le mât, le rotor ou la turbine et la nacelle [17] [18] [19] [20]. Elles sont présentées sur la figure suivante.

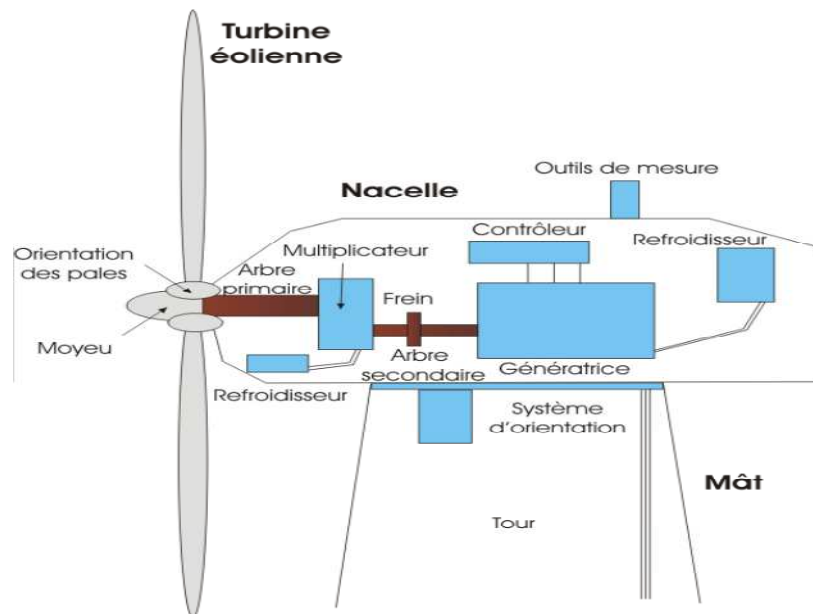


Figure I. 6: Différentes parties d'une éolienne

La fondation

Généralement conçue en béton, elle doit être assez solide pour résister au couple créé par la force du vent sur le mât et les équipements qu'il porte. Dans le cas des éoliennes offshore, elle doit non seulement résister au couple cité plus haut, mais aussi à celui créé par la force des vagues et des courants marins sur le mât. Les dimensions standard de l'emprise des fondations d'une éolienne de 120 mètres de haut (pâles comprises) sont [20]:

- en fond d'excavation; 15,5m x 15,5m, soit environ 240m² ;
- en surface (emprise sur sol) ; 6,5m x 6,5m, soit environ 42m².

Cabine de dispersion

Située le plus souvent à la base de l'éolienne, elle permet de connecter celle-ci au réseau ou à une charge dans le cas d'un réseau isolé [17].

Le mât

Il supporte les principaux éléments de l'éolienne : la nacelle et le rotor. Il est conçu en métal pour apporter de la solidité à l'ensemble. Sa taille augmente avec celle de l'éolienne. Plus le rotor est haut, plus le rendement de l'éolienne sera bon, les pâles n'étant plus gênées par des obstacles. Ainsi, certains mâts atteignent jusqu'à 110 m de haut [18].

Le rotor ou la turbine

La turbine comprend le nez de l'éolienne et l'hélice. Cette dernière est généralement composée de trois pâles. Elle est placée devant la nacelle et y est reliée. Les pâles produisent l'énergie mécanique qui va être ensuite transformée en énergie électrique au niveau de la nacelle [17].

La nacelle

En quelques mots, on peut dire que la nacelle est le moteur de l'éolienne. En effet, elle contient tout le système permettant de transformer l'énergie mécanique produite par la turbine en énergie électrique.

I.2.3.- Situation de l'éolienne à travers le monde

Au 31 décembre 2013, la capacité éolienne mondiale était de 318.137 GW. En dix ans, elle était presque multipliée par 10 (39.4 GW en 2003) [21]. La figure suivante présente l'évolution de la capacité éolienne mondiale de 1996 à 2013.

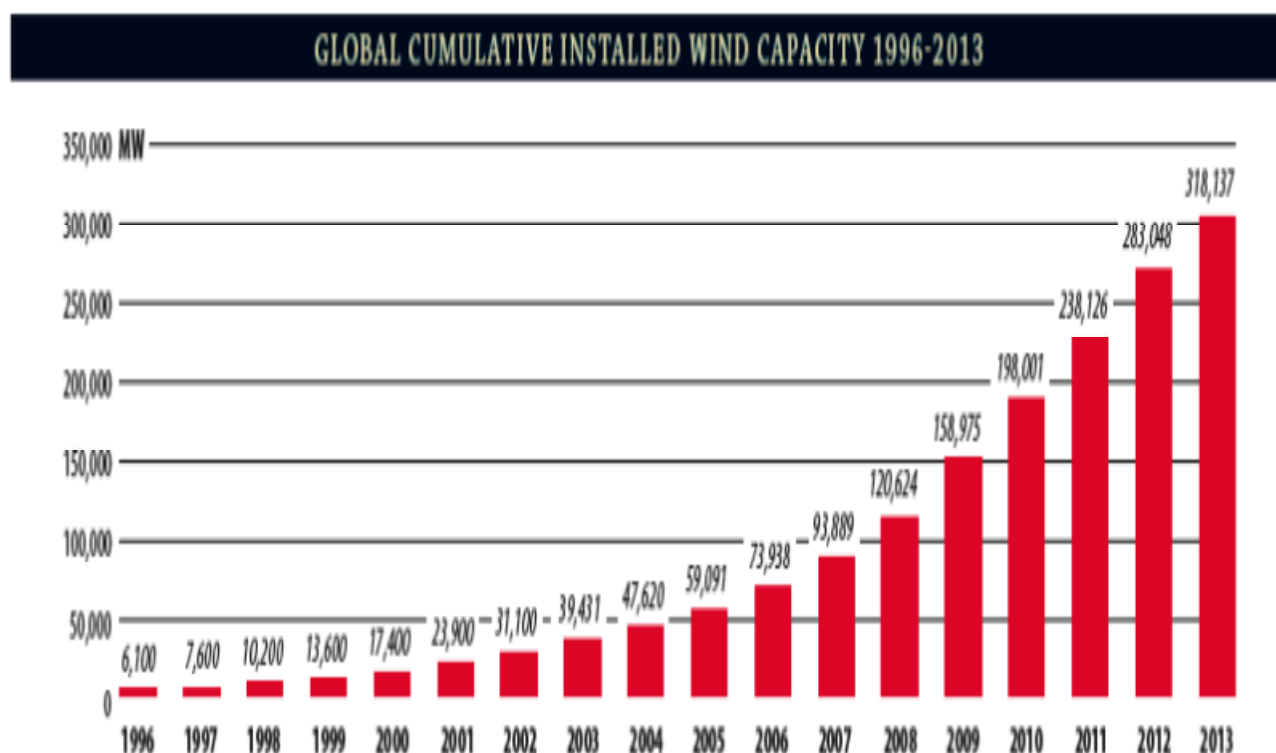


Figure I. 7: Evolution de la capacité éolienne mondiale [20]

I.2.3.1.- Situation de l'éolienne en Europe

La capacité éolienne installée en Europe a diminué de 8 % en 2013 par rapport à 2012 avec l'installation de 11.159 GW pour un total cumulé de 117.289 GW répondant tout de même à 8% de la demande en énergie électrique [22] [23].

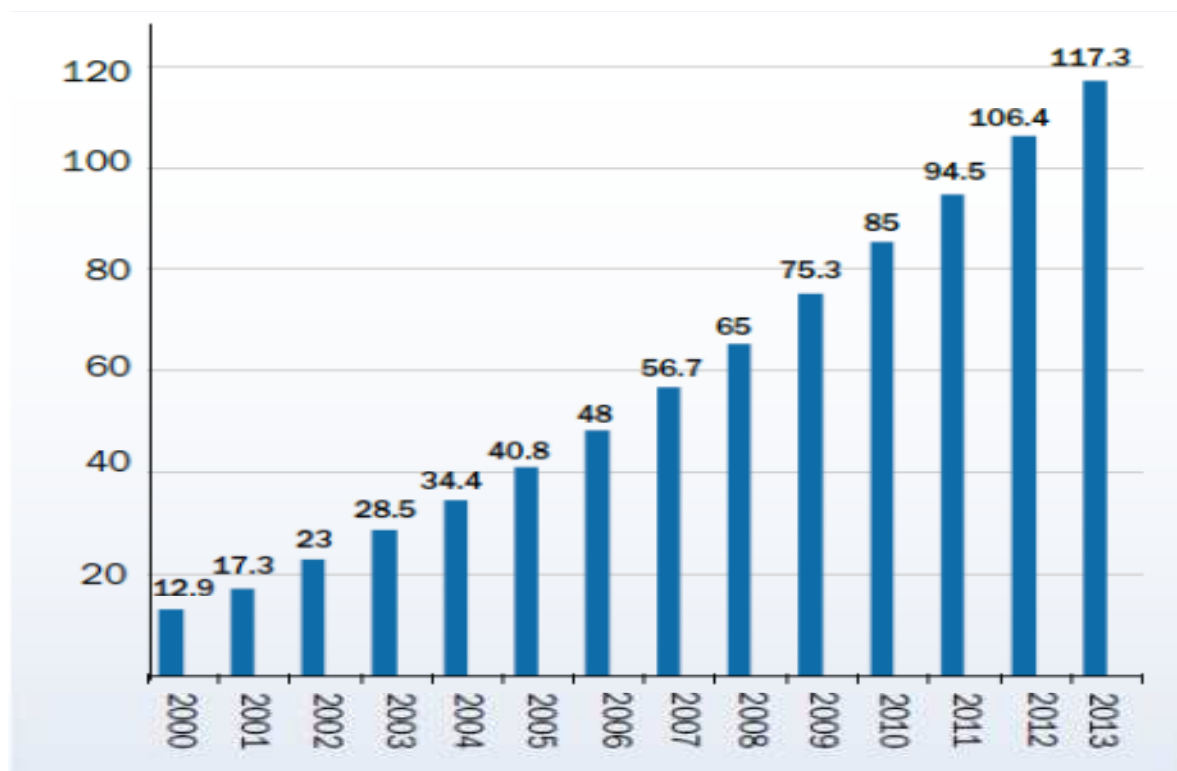


Figure I. 8: Capacité éolienne installée en Europe [22]

I.2.3.2.- Situation de l'éolienne en France

Fin 2013, la France avait une puissance éolienne raccordée de 8.143 GW, en progression de 630 MW par rapport à 2012, ce qui correspond à une croissance de 8 % [22] [24]. En 2013, l'éolien français avait produit 15.9 TWh sur une production totale d'électricité de 550.9 TWh, soit un peu moins de 3 % de la production nationale [25].

Production éolienne

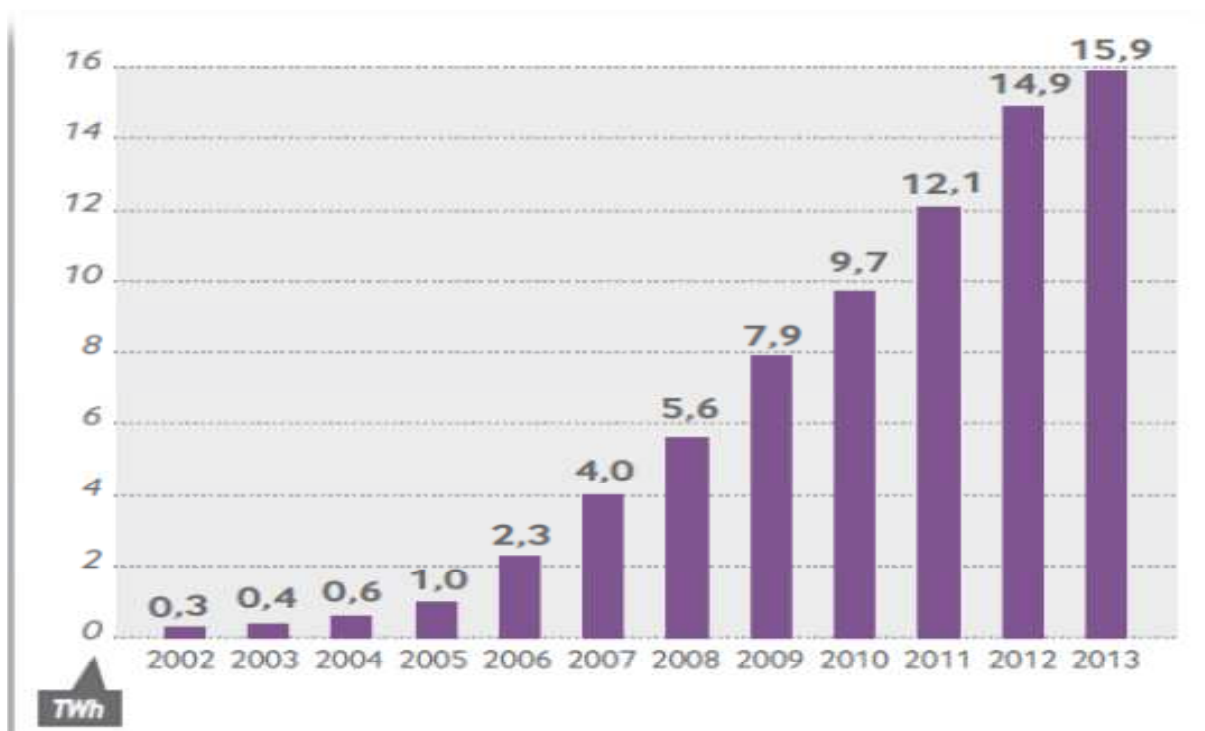


Figure I. 9: Energie éolienne produite en France [24]

I.2.4.- L'éolienne offshore

En comparant l'éolienne offshore à l'onshore, on peut constater que celle-là présente des avantages et des inconvénients par rapport à celle-ci.

Avantages

- Le vent en mer a une plus grande vitesse et est plus constant qu'au niveau du sol. Donc, étant donné que la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse du vent (voir équation I.1) et la constance de ce dernier, l'éolienne offshore présente une meilleure production d'énergie.
- La mer offre de plus grands espaces ouverts. Donc, des machines plus grandes peuvent y être installées et il est plus facile de réaliser des parcs.
- L'éolienne offshore est plus éloignée des habitations. Cela suppose que la nuisance sonore est moindre par rapport à l'éolienne onshore.

Inconvénients

- Pour l'installation de l'éolienne offshore, on a des contraintes mécaniques et techniques plus grandes qu'en onshore. On rencontre plus de difficultés lors de l'acheminement du matériel et sa pose.
- Le chemin de raccordement au réseau est plus long, donc une plus grande longueur de câbles.
- L'entretien de l'éolienne offshore est plus difficile que celui de l'onshore

Beaucoup de pays dont la France se lancent dans le secteur de l'éolienne offshore. L'Europe est le leader mondial incontesté dans l'éolien offshore. En prenant les chiffres de l'EWEA [23], en 2013, le marché de l'éolienne onshore a régressé de 12 % par rapport à 2012 avec une capacité installée de 9.592 GW ; tandis que les installations offshore a connu une croissance de 34 % soit 1.567 GW installés.

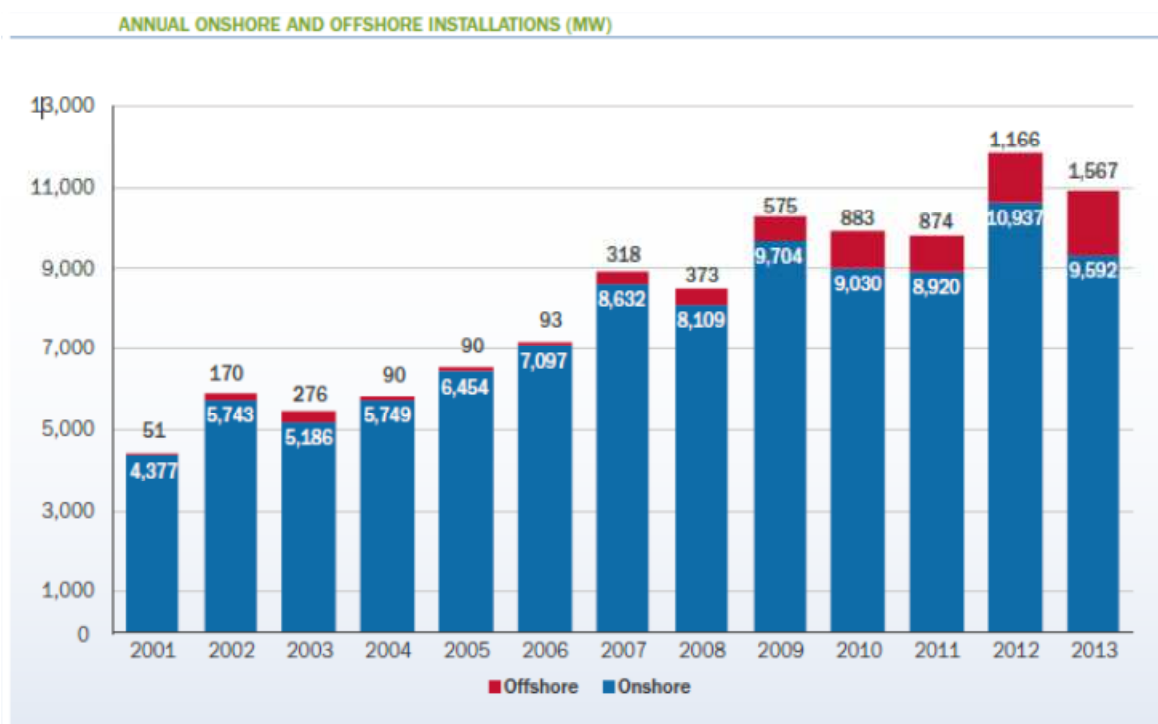


Figure I. 10: Comparaison de l'évolution des puissances éoliennes onshore et offshore installées en Europe [23]

Parlons maintenant de la France, beaucoup s'accordent pour dire que la France n'a point profité de l'expérience de l'éolienne onshore. Si de grands efforts ne sont pas faits, elle ratera aussi le train de l'éolienne offshore. En effet, malgré que la France a le deuxième plus grand espace maritime du monde et qu'elle est pionnière en matière d'EMR en inaugurant la première usine marémotrice mondiale dans la Rance, force est de constater que ses pays voisins ne peuvent la regarder que dans leur rétroviseur en matière d'éolien offshore. Heureusement, des efforts sont en train d'être consentis pour combler ce retard.

Selon le Syndicat des Energies Renouvelables (EMR), on ne compte pas moins d'une vingtaine de projets parcs éoliens offshores en France. Ils ont principalement situés entre la baie de la seine et de la Vendée en passant par la Bretagne. On en trouve également en Méditerranée plus précisément dans le golfe du Lion. Les projets sont nombreux, les uns plus intéressants que les autres. Voilà pourquoi les citer tous pourrait constituer un document très volumineux. Le projet le plus avancé est celui de Veulettes-sur-mer en Seine maritime. Il se compose de 21 mats d'une puissance totale de 105 MW. Néanmoins, nous ne pouvons pas terminer sans une note pour la Normandie. Sous l'initiative du gouvernement français, 5 sites d'installation de parcs éoliens offshore verront le jour. L'objectif est d'installer jusqu'à 3000 MW d'éoliennes en mer à partir de 2015. Trois des cinq sites retenus sont situés sur les côtes normandes (Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Dieppe-Le Tréport). En 2011, AREVA a annoncé la création de deux usines pour l'éolienne offshore au Havre [26].

I.2.5.- Notions théoriques

I.2.5.1.- Coefficient de puissance d'une turbine et limite de Betz

Supposons une masse d'air se déplaçant à la vitesse v . Plaçons un dispositif ayant une surface A perpendiculairement à la direction du vent. La puissance instantanée de la masse d'air traversant cette surface est calculée suivant la formule qui suit [27]:

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [I.1]$$

Où ρ est la masse volumique de l'air ($\rho = 1.223 \text{ kg/m}^3$)

Néanmoins, la turbine éolienne ne peut extraire qu'une partie de la puissance disponible. Cette attitude est traduite par le coefficient de puissance C_p .

$$C_p = \frac{P}{P_e} \quad [I.2]$$

Il a été démontré : $C_{p_{\max}} = \frac{16}{27} = 0,593$

Cette valeur appelée limite de Betz du coefficient de puissance détermine la puissance maximum qu'on peut récupérer à l'aide d'une éolienne.

I.2.5.2.- Caractérisation d'un site éolien

Avant de procéder à l'installation d'une éolienne sur un site donné, on doit s'assurer que ce site est apte à recevoir le dispositif. C'est pourquoi tout projet de centrale éolienne commence par la caractérisation du site.

On peut caractériser le potentiel éolien d'un site à partir des caractéristiques statiques et statistiques. Parmi les différentes courbes relevées sur un site, on utilise particulièrement les suivantes [27].

Courbe des moyennes mensuelles de la vitesse du vent

Cette courbe permet de voir si la vitesse du vent à différentes périodes de l'année est acceptable pour l'installation de l'éolien. La plupart des éoliennes démarrent à une vitesse inférieure à 3 m/s. Donc, il ne sera retenu que les sites où les moyennes mensuelles du vent restent supérieures à 3 m/s. De plus si la vitesse du vent est plus importante en hiver qu'en été, c'est un facteur favorable car les besoins énergétiques sont plus importants en hiver.

Caractéristique vitesse-Altitude

Il est naturel de constater que la vitesse du vent augmente avec l'altitude. La dépendance entre les deux s'exprime par la relation empirique suivante :

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^n \quad [I.3]$$

Avec v_1 et v_2 sont les vitesses correspondant respectivement aux altitudes h_1 et h_2 . L'exposant n est un paramètre dépendant de la configuration du terrain. Il varie entre 0.1 et 0.4

Caractéristique de répartition de la vitesse du vent

En disposant d'un ensemble N de valeurs mesurées de la vitesse du vent, on détermine l'histogramme de la vitesse du vent (la courbe de distribution des vitesses du vent) et la caractéristique des fréquences cumulées (la caractéristique de répartition de la vitesse du vent).

Caractéristique vitesse-durée

Cette courbe donne en abscisse la durée (pourcentage du temps) pendant laquelle la vitesse dépasse la valeur de la vitesse de l'ordonnée.

Caractéristique spectrale du vent

Les caractéristiques $F(v)$ et $f(v)$ ne reflètent pas les propriétés dynamiques de la vitesse du vent. Ces propriétés sont reflétées par la fonction de la densité spectrale de puissance du processus aléatoire $v(t)$. Cette fonction peut être déterminée pour une période relativement courte, un mois par exemple, en considérant que dans cet intervalle, le processus aléatoire ne change pas ses propriétés. On obtient ainsi des fonctions de densité spectrale caractérisant les propriétés dynamiques de la variable aléatoire $v(t)$ pour chaque mois de l'année.

I.2.5.3.- Structure des systèmes de conversion de l'énergie éolienne

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne en énergie électrique comprennent généralement cinq parties

- Une turbine éolienne qui, exposée au vent, tourne et produit un couple sur son arbre. Ce couple lui permet d'entraîner le générateur.
- Un générateur électrique assurant la transformation de l'énergie mécanique reçu de la turbine en énergie électrique.
- Un convertisseur devant adapter l'énergie électrique fournie par le générateur à celle exigée par la charge.

- Une charge recevant l'énergie électrique. Cette charge peut-être un réseau de distribution d'énergie électrique, une pompe, un moteur etc.
- Un système de commande et de régulation assurant la conversion optimale de l'énergie.

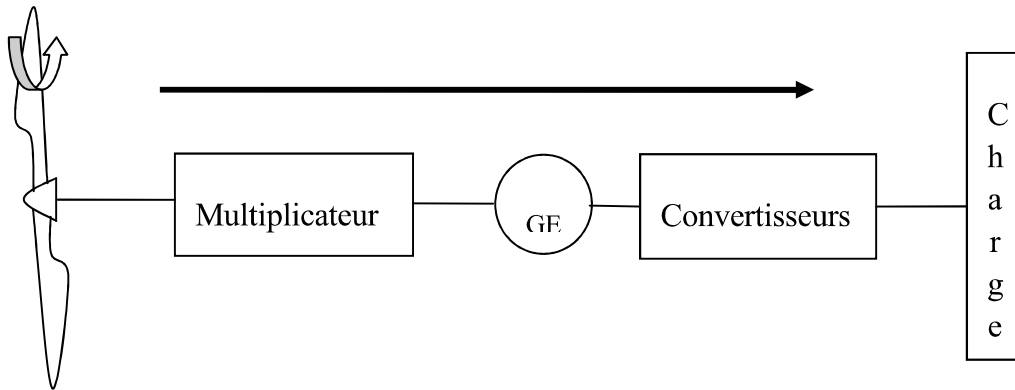


Figure I. 11: Principe de conversion de l'énergie éolienne

I.3.- Etat de l'art de l'hydrolienne

Tout comme l'éolienne, une turbine hydrolienne transforme l'énergie cinétique d'un fluide (courants marins) en énergie mécanique qui sera exploitée pour produire l'électricité. La chaîne de conversion de l'hydrolienne est pratiquement la même que celle de l'éolienne. Voilà pourquoi certains les assimilent à des éoliennes sous-marines. D'autres disent que les hydroliennes sont pour l'eau ce que les éoliennes sont pour l'air. Le principe de fonctionnement est présenté dans la figure suivante [28].

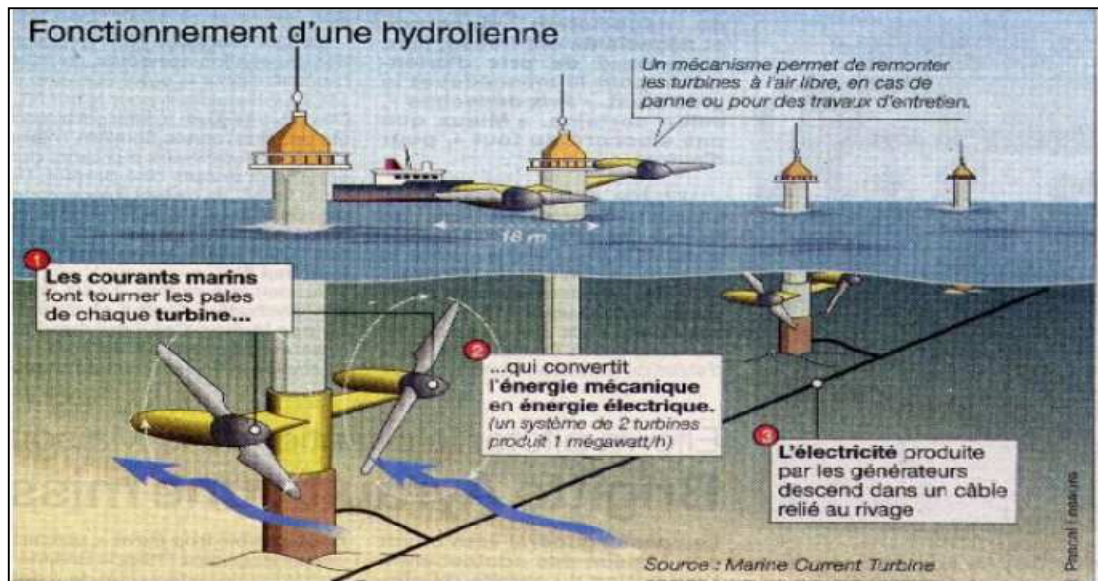


Figure I. 12: Fonctionnement d'une hydrolienne [©MCT]

Comparée à l'éolienne, l'hydrolienne présente des avantages et des inconvénients dont nous présentons les principaux dans les lignes suivantes.

Avantages :

- Au niveau de la ressource exploitée, contrairement au vent qui est un phénomène purement aléatoire et imprévisible à long terme, les courants marins présentent l'avantage d'être connus avec une certaine précision: leur direction est constante, leur sens d'écoulement est soit alternatif soit continu. De plus, les courants marins ne sont pas influencés par les conditions temporelles telles que le brouillard, la pluie ou les nuages, pouvant impacter la production d'autres énergies renouvelables.
- Au point de vue de production, la puissance extractible d'une éolienne ou une hydrolienne est proportionnelle à la densité de l'air ou de l'eau de mer. Etant donné que la densité de l'eau (1024 kg/m^3) est beaucoup plus élevée que celle de l'air ($1,23 \text{ kg/m}^3$), on peut produire la puissance d'une éolienne avec une hydrolienne de loin plus petite (Voir la figure I.13) [29] [30].

Inconvénients :

- Vues les contraintes dues à l'environnement marin, l'installation des hydroliennes est beaucoup plus difficile que celle des éoliennes.
- Les hydroliennes créent zones de turbulences qui empêchent le développement de la flore sous-marine.
- L'eau de la mer cause la corrosion des matériaux
- Les sites ayant des courants suffisamment forts pour l'exploitation sont limités en nombre.



Figure I. 13: Comparaison entre une éolienne et une hydrolienne de même puissance [©MCT]

Cette figure compare une éolienne et une hydrolienne de même puissance (1 MW). La surface balayée par les pales de la turbine éolienne est d'un diamètre de 55 m et la vitesse nominale du vent est de 13.5 m/s. Pour obtenir la même puissance que l'éolienne ayant les caractéristiques précédentes, on utilise une hydrolienne dont le diamètre de la surface balayée par les pales est de 18 m, la vitesse des courants marins étant de 2.8 m/s.

I.3.1.- Historique de l'hydrolienne

Il y a des siècles, l'énergie des courants fut exploitée à l'aide de moulins à marée comportant un barrage et une roue à eau. A l'aide de ce dispositif, on produisit de l'énergie mécanique pour moulinier les grains [31].

Au fil des années, beaucoup d'hommes de sciences se sont intéressés au phénomène des marées. Certains pensent que c'est Pythéas (Astronome, mathématicien et navigateur marseillais du IV^e avant notre ère) qui découvrit l'influence de la lune sur la formation des courants de marée. D'autres pensent plutôt que c'est Euthymènes (autre navigateur marseillais) qui fut à l'origine de cette théorie. Peu importe celui qui fit cette découverte, la théorie en question fut adoptée par de nombreux astronomes au cours des siècles qui suivirent. Toutefois, il fallut attendre l'arrivée de Pline l'Ancien (écrivain et naturaliste romain du 1^{er} siècle) pour qu'une explication plus claire ait été faite liant la cause des courants de marées au soleil et à la lune. Des siècles plus tard, cette théorie fut mise en doute notamment par Johannes Kepler (1571-1630) et Galilée (1564-1642). Ce dernier avança l'idée que les marées soient dues à la rotation de la terre. En 1687, se basant sur les lois de la gravitation universelle, Newton développa la théorie statique qui constitua le véritable fondement de la théorie des marées. Cette théorie expliqua que la surface de l'eau réagit instantanément aux actions des astres en se déformant selon un ellipsoïde. Mais la théorie de Newton aboutit à un échec puisqu'elle supposait que la surface de l'océan est équipotentielle. Bernoulli poussa plus loin la réflexion de Newton mais il n'arriva pas à un meilleur résultat [32].

Dans son 4^e livre de la mécanique céleste, Laplace examina le problème sous son aspect dynamique. Il fut le premier à formuler la théorie dynamique. Cette théorie s'appuie sur deux principes : les oscillations forcées et la superposition des petits mouvements. Voulant perfectionner la théorie de Laplace, en 1870, Lord Kelvin décomposa le potentiel de la force de la marée en une somme de termes périodiques. Il inventa par la suite le « Tide Predictor », une machine mécanique permettant de faire la somme de tous les termes et tracer la courbe de marée. Henri Poincaré reprit lui-aussi la théorie dynamique. Sur cette base, il mit en place des méthodes de calcul permettant de résoudre le problème des marées

sur un globe où les océans sont séparés par des continents. Hough, pour sa part, compléta la théorie dynamique en déterminant la période et la nature des oscillations libres des océans.

Enfin, l'apparition des ordinateurs permit de prévoir de façon précise l'évolution des marées. Voilà pourquoi les indicateurs de marée ne sont plus d'utilités. Actuellement, les prédictions sont réalisées par le SHOM.

I.3.2.- La ressource

Tout projet de centrale de production énergétique passe nécessairement par l'évaluation des ressources disponibles. En effet, le développement et l'industrialisation d'un concept technologique ne peut se faire qu'au moment où la ressource visée est disponible en quantité raisonnable et accessible. Voilà pourquoi de nombreuses estimations et évaluations de courants marins ont été effectuées.

Les courants marins résultent de la différence de température des différentes parties du globe. En effet, les régions près de l'Équateur reçoivent plus d'énergie du soleil que celles situées aux pôles. Ce grand déséquilibre met en mouvement les océans et l'atmosphère qui vont rééquilibrer thermiquement l'ensemble. Il engendre aussi des vents qui sont responsables des courants de surfaces, et provoque des différences de température suivant la latitude, ce qui entraîne une différence de salinité de l'eau et donc de densité, créant les courants de profondeur. Donc, nous pouvons distinguer de types de courants marins : les courants de profondeur et les courants de surface.

Les courants de profondeur (au moins 800 m) tels que le Gulf Stream ont potentiel extraordinaire, mais l'extraction de leur énergie est une entreprise très complexe étant données leurs localisations et leurs profondeurs. Ainsi, les courants de surface (proche des côtes) constituent la ressource primordiale à exploiter par les hydroliennes. Ces courants, certes moins importants que les courants de profondeur n'en sont pas moins prédictibles et intéressants. En effet, les estimations sur les courants de surface évaluent le potentiel mondial à 450TWh/an. La figure suivante présente une carte des courants marins.

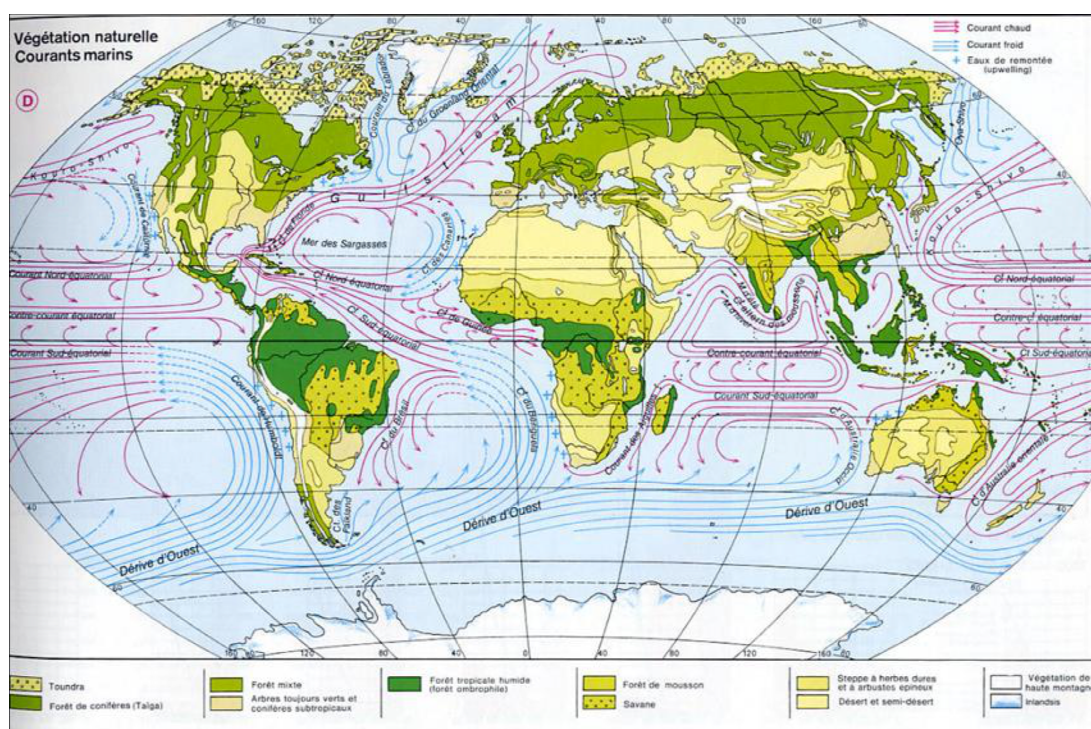


Figure I. 14: Carte de courants marins mondiaux [source : www.alertes-meteo.com]

Le potentiel européen est évalué entre 15 et 45 TWh/an. Il faut toutefois noter que 48 % de cette quantité se trouve dans les côtes du Royaume Unis, 42 % en France et 8 % en Irlande. En France, les courants peuvent atteindre une vitesse de 3 m/s près des côtes bretonnes et 5m/s au Raz Blanchard (Voir figure I.15) [33].

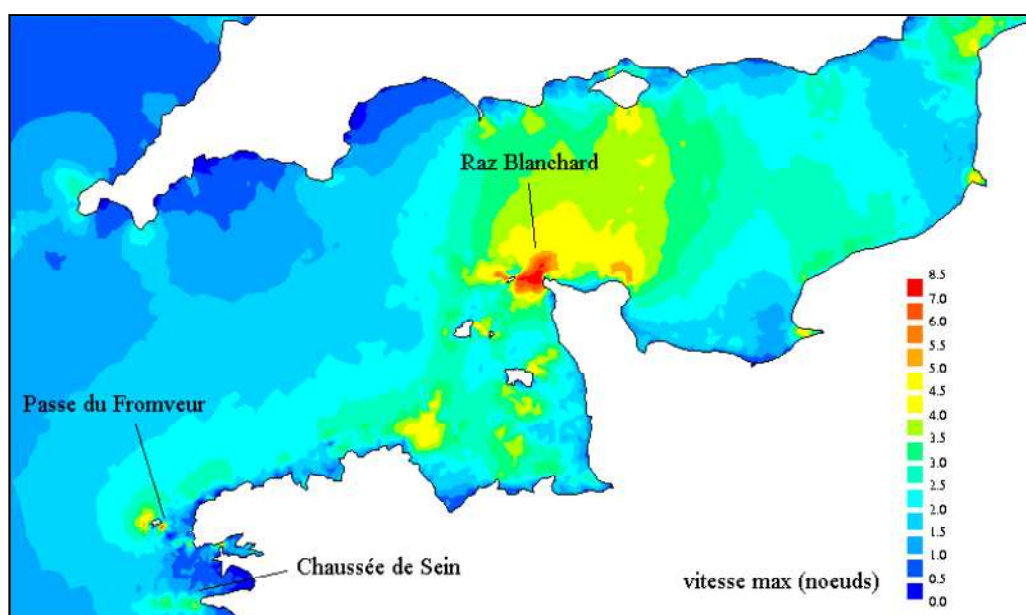


Figure I. 15: Courants marins en France [©SHOM]

I.3.3.- Différents types de turbines hydroliennes et des projets connexes.

Pour transformer l'énergie cinétique des courants marins en énergie électrique, on utilise différents types de turbines hydroliennes. Actuellement, on en distingue quatre types [32]:

- Les hydroliennes à axe vertical
- Les hydroliennes à axe horizontal
- Les hydroliennes à ailes battantes
- Les hydroliennes à aubes flottantes

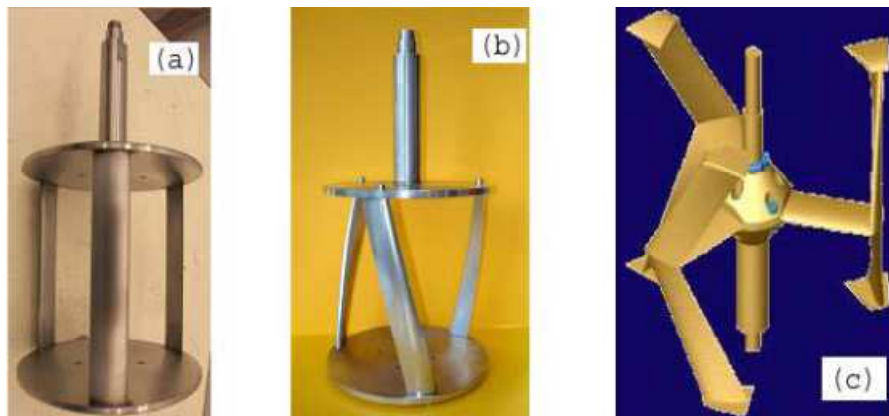
Se basant sur l'une ou l'autre de ces turbines, différents projets sont développés dans le monde. Dans les paragraphes qui suivent, nous traitons de la technologie de chacune des turbines citées plus haut et des différents projets qui y sont associés.

I.3.3.1.- Turbines à axe vertical

Comme son nom l'indique, l'axe de rotation d'une telle turbine est perpendiculaire au sol. Dans ce cas, la direction des courants marins est elle-aussi perpendiculaire à l'axe de

rotation de la turbine. On peut comprendre tout de suite que la turbine à axe vertical n'a pas besoin d'être orientée par rapport à la direction du courant marin. On en distingue différentes technologies aujourd'hui.

Citons la turbine de Darrieus. Il s'agit d'une machine à flux transversal dont l'axe de rotation répond à l'écoulement du fluide de travail. On peut aussi parler des turbines Achard et Gorlov. La première est une turbine ayant des pales en delta raccordées au moyeu via des bras en profil d'aile. L'un des avantages de la turbine Achard par rapport à la turbine Gorlov est dû au fait que les efforts hydrodynamiques axiaux sont équilibrés sur les pales. Par comparaison à la turbine Darrieus, la turbine Achard a une meilleure progressivité au cours du fonctionnement [34].



(a) Darrieus, (b) Gorlov, (c) Achard.

Figure I. 16: Trois turbines à axe vertical [35]

Se basant sur ces diverses technologies, des projets sont développés dans le monde. Parmi ceux-ci se trouvent Gorlov Helical Turbine (USA), le projet Blue Energy (Canada), Enemar Project (Italie), Harvest (France). Parlons de ces projets.

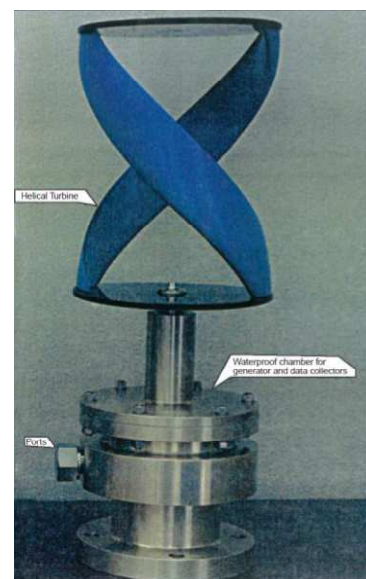
I.3.3.1.1.- Gorlov Helical Turbine (GHT)

Cette turbine doit son nom à son inventeur, Alexander M. Gorlov, professeur de la Northeastern University (NU). C'est une forme évoluée de la turbine de Darrieus. Elle est constituée d'une ou plusieurs pales hélicoïdales tournant autour d'un axe cylindrique.

La turbine Gorlov s'auto-démarre et présente l'avantage de produire l'électricité à partir d'un courant marin de faible vitesse (1.5 m/s). Une turbine de 1 m de diamètre et 2.5 m de longueur peut produire 1.5 W pour une vitesse de courant égale à 1.5 m/s [36]. Etant donnée la parfaite symétrie de la turbine par rapport à son axe, la GHT tourne toujours dans le même sens, et cela même lorsque les lignes d'écoulement du courant marin changent de sens. Cette propriété constitue un avantage économique puisqu'elle rend plus simple la conception et l'exploitation de la turbine.



Model des turbines installées

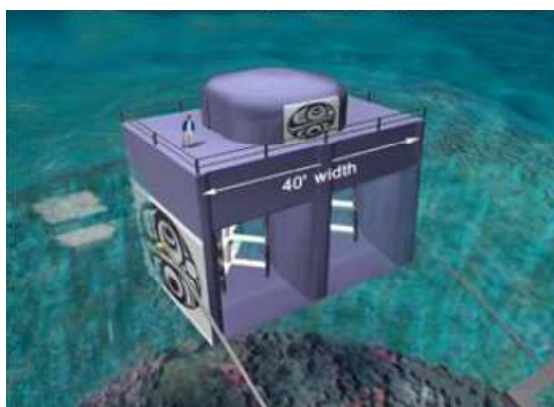


Turbine Gorlov

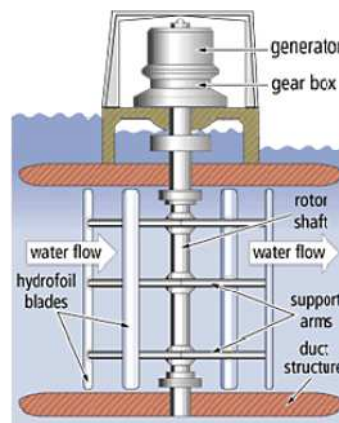
Figure I. 17: Projet Gorlov Helical Turbine [©GCK Tehnology]

I.3.3.1.2.- Blue Energy

Blue Energy est un projet canadien utilisant des turbines de type Darrieus de 500 kW. Les turbines sont mises dans une carène cubique permettant de placer plusieurs côte à côte. La boîte est ancrée dans le sol via un caisson marin durable. Les pales utilisent un principe hydrodynamique qui fait que la turbine tourne à une vitesse proportionnelle à celle du courant marin. L'objectif final est de pouvoir utiliser cette technologie dans de grandes plateformes en vue d'augmenter la puissance [37].



Platform de la turbine

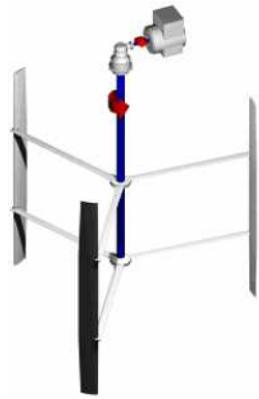


Schema de la turbine

Figure I. 18: Projet Blue Energy [©Blue energy]

I.3.3.1.3.- Projet Enemar

Breveté sous le nom de turbine Kobold, ce projet utilise le principe de la turbine Darrieus. La première Kobold (20 kW) a été déployée à Ganzirri dans le détroit de Messine en 2004 par la société italienne « Ponte di Archimede International ». C'est une turbine à axe vertical unidirectionnel pouvant pivoter indépendamment de la direction du courant. Etant donné son très grand couple de démarrage, elle peut être mise en route dans d'extrêmes conditions environnementales et n'a pas besoin d'un dispositif d'allumage. Actuellement, des turbines Kobold sont encore installées dans le détroit de Messine et produisent 50kW. L'énergie totale extractible du site est estimée à 538 GWh par Ponte di Archimede. Vus les résultats satisfaisants déjà obtenus, les ingénieurs de Ponte di Archimede International continuer de mener des recherches pour améliorer le système afin d'optimiser l'extraction d'énergie [38].



Turbine Kobold



Platform flottant

Figure I. 19: Projet Enemar [©Pont di Archimede]

I.3.3.1.4.- HARVEST

Le terme HARVEST est un acronyme qui signifie Hydroliennes à Axe de Rotation Vertical Stabilisé. Le projet a été initié en 2001 par le laboratoire LEGI de l'université de Grenoble. Depuis lors, d'autres laboratoires ont rejoint LEGI dans ce projet. On peut en citer : 3 S-R (Structure / ancrage), G2Elab (Electricité) et LAMCOS (vibrations). L'objectif du projet HARVEST est de développer des parcs hydroliens utilisant les turbines à flux transversal de type Achard.

L'unité de base de HARVEST rend solidaires plusieurs turbines en utilisant un seul axe de rotation. Ainsi, on n'a besoin que d'une seule génératrice située à une des extrémités de l'axe de rotation. Ce système a la particularité de comporter des structures légères et modulables réduisant les problèmes d'installation et de maintenance. Elle fonctionne indépendamment de l'orientation courant marin [39].

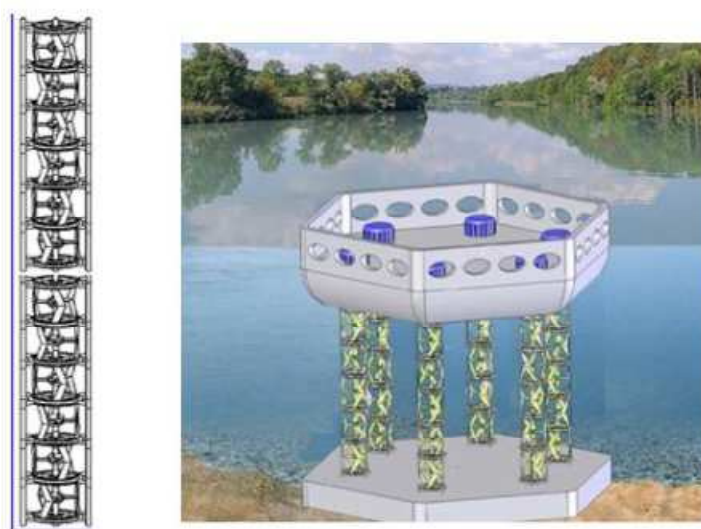


Figure I. 20: Projet Harvest [Sources : orega.com et webnode.fr]

I.3.3.2.- Turbines à axe horizontal

L'axe d'une turbine hydrolienne à axe horizontal est parallèle au sol. C'est le type de turbine le plus utilisé actuellement. Les turbines hydroliennes à axe horizontal ont la même structure que les éoliennes à axe horizontal.

Se basant sur ce système, différentes technologies et divers projets sont développés dans le monde. Nous vous proposons d'en découvrir quelques-uns dans les paragraphes suivants.

I.3.3.2.1.- Projet Seaflow, Royaume-Uni

Le projet Seaflow a été mis en œuvre par la Marine Current Turbine TM Ltd (MCT). Cette entreprise est la première qui a développé des hydroliennes pour l'utilisation commerciale. La turbine du système Seaflow a un rotor ayant 11 m de diamètre. Elle entraîne une génératrice à cage à vitesse variable de 450 kVA, 690 V et 3 paires de pôles. Le système comprend également 2 convertisseurs triphasés à modulation de largeur d'impulsion dos à dos via un

bus continu de 760 à 1100 V [40]. Cette hydrolienne a été installée à environ 1,1 km des côtes dans le canal de Bristol à une profondeur de 25 m.

L'une des caractéristiques de ce système est qu'il peut être monté au-dessus de la surface de la mer. Cette caractéristique constitue son plus grand point fort car elle facilite la maintenance ou la réparation, l'utilisation de plongeurs ou d'autres formes d'intervention sous-marine étant pratiquement impossible.

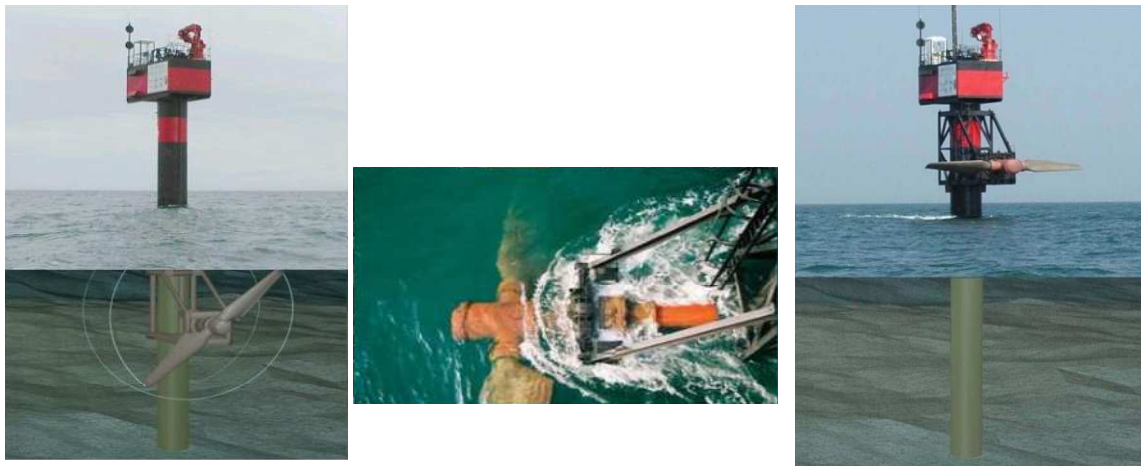


Figure I. 21: Système Seaflow[@MCT]

I.3.3.2.2.- Projet SEAGEN

Le projet SEAGEN est un autre projet réalisé par MCT et installé en Avril 2008 en Strangford Lough près des côtes de l'Irlande du Nord. Le système comprend deux turbines diamétralement opposées montées sur un même mât. Chacune des deux turbines a un diamètre 16 mètre et couvre une surface de 200 m². Pour une vitesse de courant de 2.4 m/s, la puissance extractible est évaluée à 1.2 MW [32]. Les pales possèdent un système de calage les permettant de s'adapter aux différentes vitesses de courant marin. Ce système est une imitation des technologies éoliennes qui l'utilisent largement. Du point de vue électrique, la génératrice utilisée est la machine asynchrone. Le système possède un dispositif permettant

d'émerger les turbines, ce qui facilite la maintenance. Le premier parc hydrolien se basant sur cette technologie devrait faire son apparition en 2013 en Ecosse.

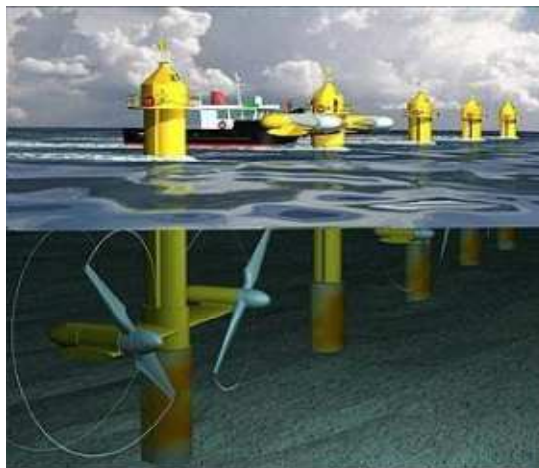


Figure I. 22: Ferme des turbines Seagen[@MCT]

I.3.3.2.3.- TIDEL

Tidel est un prototype de turbine hydrolienne développé par la société SMD Hydrovision. A partir de ce prototype, SMD Hydrovision a construit un modèle commercial composé de deux turbines de 500 kW en contre-rotation montées sur une même poutre [41]. L'ensemble est attaché au fond marin par un ensemble de chaînes de mouillage. Etant donné que le système n'a besoin d'aucune structure de soutien, il peut être monté dans n'importe quelle profondeur d'eau raisonnable.

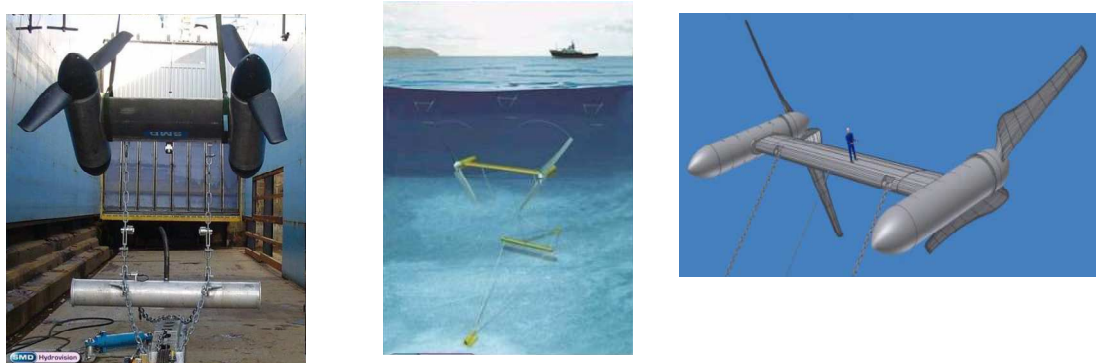


Figure I. 23: Turbine hydrolienne TidEL[©SMD Hydrovision]

I.3.3.2.4.- Turbines hydroliennes avec carénages de type Venturi

Ce sont des turbines hydroliennes à axe horizontal ayant la particularité d'avoir les pâles mises dans un carénage de type venturi. Ce système joue sur le principe de la conservation du débit. En effet le carénage capture le courant marin dans un canal étroit en vue d'obtenir une vitesse de courant plus grande au niveau de la turbine. Ainsi, la turbine peut fournir une puissance importante même si les pâles ne sont pas grandes [42]. Les turbines avec carénages sont robustes puisque le carénage qui est autour des pâles les renforce. De plus, le carénage améliore le rendement hydrodynamique.

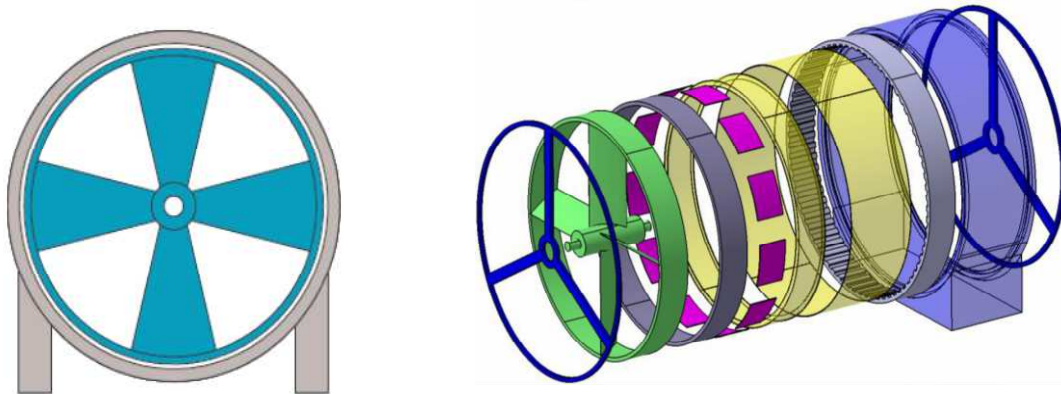


Figure I. 24: Concept de turbine avec carénage [31]

Sur la base de cette technologie, plusieurs projets ont vu le jour. Parmi ceux-ci, on dénombre OpenHydro en Irlande, Clean Current au Canada, AS Series de Atlantis, Sabella en France.

OpenHydro

OpenHydro a utilisé le concept de turbines avec carénage pour développer leur turbine « Open Center ». Cette turbine comprend un rotor au centre et une génératrice à aimant permanent encapsulé dans le carénage. Elle est conçue pour être déployée dans le fond marin. Les installations sont silencieuses, invisibles à la surface et ne présentent aucun danger pour la navigation. Les coûts de maintenance sont minimes par rapport à d'autres systèmes. EDF a choisi d'utiliser cette turbine pour développer un parc d'hydroliennes à côté de Paimpol-Bréhat en Bretagne [43]

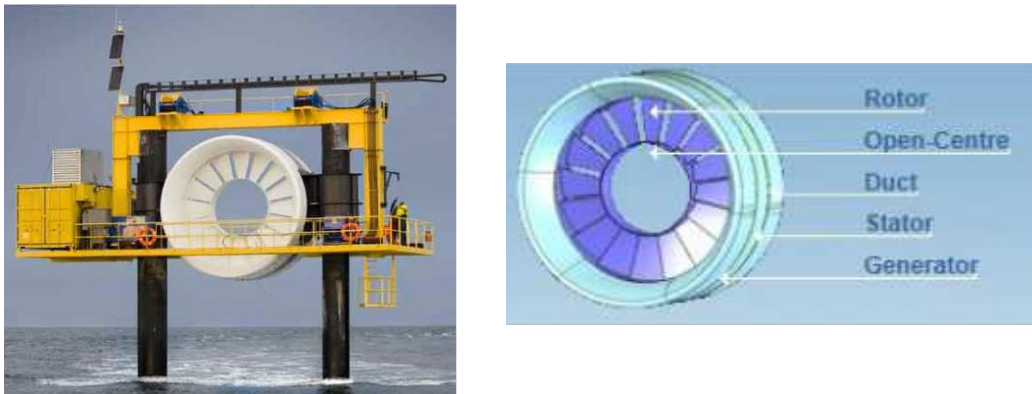


Figure I. 25: Turbine hydrolienne Open-Center [©OpenHydro]

Clean Current

La société canadienne Clean Current a elle aussi utilisé le concept de turbine avec carénage pour mettre au point sa turbine. C'est une turbine à vitesse variable dont le rotor est constitué de lames. La turbine entraîne une génératrice à aimant permanent. Il n'y a pas d'arbre d'entraînement ni de boîte de vitesse. Clean Current a été invité à déployer son dispositif à l'échelle commerciale sur le site d'essai de la Baie de Fundy en Nouvelle-Écosse. Ce fut une réussite car en octobre 2008, on a mis au point le démonstrateur Clean Current 2.0 capable de produire 2 MW. En 2009, la société Alstom Hydro a passé un accord de coopération de licence avec Clean Current et avait projeté de commercialiser ses premières hydroliennes en 2012 [44].

On distingue plusieurs modèles de turbine Clean Current :

- Le Clean Current 2,2 est conçu pour des vitesses de marée de 4,7 m / s, modèle testé dans la Baie de Fundy. Les lames mesurent 17 mètres de diamètre. Le Clean 2,2 peut produire 950 kW à 3 m/s et 2,2 MW à 4,1 m/s.
- Le Clean Current 1,5 est conçu pour être performant en vitesse de courant marin de 3,8 m/s. Il peut produire 1,5 MW à 3,25 m/s.
- Le Clean Current 1,0 est conçu pour être performant en vitesse de marée de 2,6 m/s. Il peut produire 1 MW à 2,6 m/s.

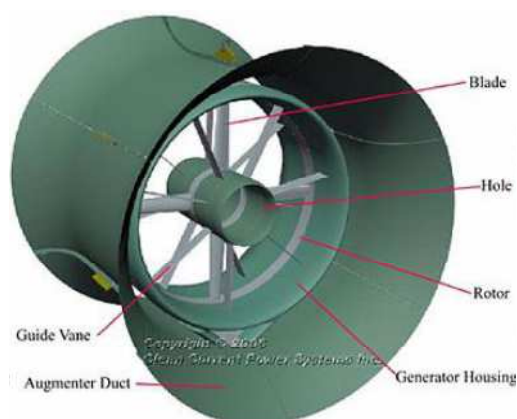


Figure I. 26: Turbine hydrolienne Clean Current [©Clean CurrentTM]

AS Series

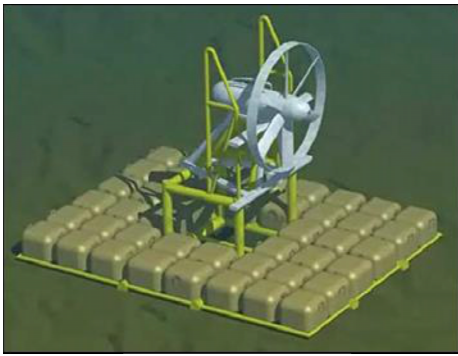
Développées par la société Atlantis, les turbines AS sont des turbines à axe horizontal avec carénage qui peuvent être unidirectionnelles ou bidirectionnelles dépendamment de son utilisation dans un environnement fluvial ou marin. Elles fonctionnent pour une vitesse d'eau d'environ 2.6 m/s et sont disponibles pour différentes puissances (100 kW à 1 MW). Le AS-400 a été qualifié de plus efficace des turbines eaux-réseaux par la société Black & Veatch [45].



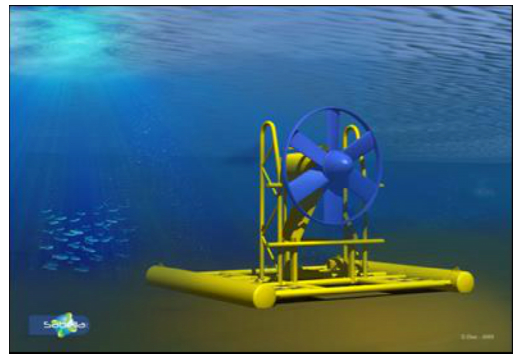
Figure I. 27: Hydrolienne AS Series [©Atlantis]

Sabella

Sabella est l'une des entreprises françaises qui font des recherches dans le domaine des turbines hydroliennes. Elle a déjà construit deux prototypes. Le premier (SABELLA D03) a été la première hydrolienne française immergée sur le littoral de l'hexagone le 2 Avril 2008. Le deuxième (SABELLA D10) se base sur l'expérimentation du D03. Il consiste en la conception et la réalisation suivant les mêmes principes technologiques une tête de série préindustrielle de 10 m de diamètre ayant une puissance comprise entre 200 à 500 kW selon le site. Le projet final vise à construire une ferme hydrolienne de démonstration d'une puissance significative de 1,5 MW [46].



Sabella D03



Sabella D10

Figure I. 28: Hydroliennes Sabella [©Sabella]

I.3.3.3.- Turbines à ailes oscillantes ou battantes

La turbine à ailes oscillantes est un type d'hydro-générateur créé dans le cadre d'un projet international nommé STINGRAY. Ce système est la dernière génération d'hydro-générateur.

Le dispositif est une sorte de grande raie tapie sur le fond marin avec une ou plusieurs ailes ayant leurs bords d'attaque faisant face au courant marin. Le système est conçu de telle sorte que la portance des ailes soit maximale. Le mouvement est amorti par des vérins hydrauliques.

On a déjà mis au point un prototype à deux demi-ailes raccordée pour en former une seule. L'aile est de 7 m de long et a une corde de 3 m. Le bras de support mesure 11 m. Il permet des oscillations de $\pm 50^\circ$ (un débattement vertical de 17 m et une section de captation de 235 m² face au courant. Ce prototype a été testé, il fournit une puissance de 117 kW pour une vitesse de courant marin égale à 2 m/s (sa puissance nominale est de 150 kW). Une version plus puissante (500 kW) est actuellement en projet. Elle comportera trois ailes. [32] [47]



Figure I. 29: Projet Stingray [32]

I.3.3.4.- Turbines à aubes flottantes

Construites par Hydro-Gen, ce sont des hydroliennes conçues sur la base des roues à aubes flottantes actionnées par le courant marin. Utilisant ce type de technologie, Hydro-Gen a construit un projet en deux versions : une version pour les courants marins et une autre pour les courants unidirectionnels (fleuves).

La version pour les courants marins comprend une turbine qui tourne dans les deux sens. Pendant six heures de marée montante, la turbine tourne dans un sens. Puis elle s'arrête et est actionnée en sens inverse pendant les six heures de marée descendante. Plusieurs machines sont reliées en chaînes de façon à capter un maximum de courant.

La version pour les courants unidirectionnels est constituée de pales asymétriques car elles tournent dans un seul sens. Le rendement énergétique est plus grand et la production est plus régulière que pour les courants marins.

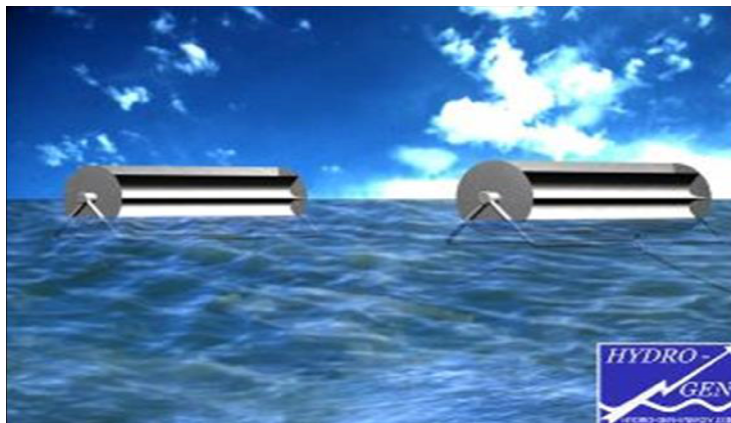


Figure I. 30: Le prototype Hydro-Gen (© Hydro-Gen)

I.4.- Conclusion

A travers ce chapitre, nous avons traité l'état de l'art des éoliennes et des hydroliennes. Il est divisé en deux grandes parties.

Dans la première partie, nous avons fait un historique des éoliennes couvrant la période des moulins à vent jusqu'aux éoliennes modernes en passant par les travaux de certains scientifiques tels que Paul La Cour et Charles Francis Brush. Nous y avons également dressé une liste non exhaustive des turbines se basant sur les éoliennes à axes horizontal et vertical. Une comparaison entre les éoliennes onshore et offshore y est également présentée. Nous avons aussi présenté la situation de l'énergie éolienne à travers l'Europe et dans le monde. En dernier lieu, avons parlé du principe de conversion de l'énergie éolienne.

Dans la seconde partie, nous avons présenté un état de l'art de l'hydrolienne. Tout comme pour l'éolienne, nous avons commencé par présenter un historique de l'hydrolienne. Ensuite, nous avons enchaîné avec l'évaluation de la ressource hydrolienne en France et pour le reste du monde. Le reste de cette partie a été essentiellement consacré à la présentation des différents types de turbines hydroliennes et les projets qui y sont associés.

I.5.- Références bibliographiques

- [1] Camille D. « *L'éolien offshore en Europe: état des lieux, politiques, impacts.* » Mémoire de séminaire, Université de Lyon, 2010
- [2] <http://www.histoire-pour-tous.fr/inventions/2583-invention-du-moulin-a-vent.html>
- [3] Lhomme J-C. « *Les énergies renouvelables : histoire, état des lieux et perspectives.* » Ed. Delachaux et Niestlé, 2001
- [4] <http://www.teheran.ir/spip.php?article181>
- [5] <http://moulingoure.free.fr/bertron.html>
- [7] Ngô C. « *Demain, l'énergie : moteur de l'humanité* » éditeur Dunod, 2009
- [8] <http://www.europe-rhonealpes.eu/wordpress/wp-content/uploads/2010/12/expo-europe-science-reduit1.pdf>
- [9] <http://tpeeoliennefoucauld20092010.wifeo.com/1-les-eoliennes-au-cours-du-temps.php>
- [10] <http://www.info-eolien.com/historique.html>
- [11] <http://www.motiva.fi>
- [12] <http://www.academie-des-beaux-arts.fr/actualites/2007/eoliennes/partie1.asp>
- [13] <http://e-lee.hei.fr/FR/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites>
- [14] http://www.ecosources.info/dossiers/Eolienne_verticale_Darrieus
- [15] Beaudet L. « *Etude expérimentale et numérique du décrochage dynamique sur une éolienne à axe vertical de forte solidité.* » Thèse de doctorat, Université de Poitiers, 2014
- [16] Aubrée R. : « *Stratégies de commande sans capteur et gestion de l'énergie pour les aérogénérateurs de petite puissance* », Thèse de doctorat, Université de Nantes, 2014
- [17] <http://www.info-eolien.com/energie-eolienne-composants.html>
- [18] <http://energie-renouvelable11.e-monsite.com/pages/en-ce-qui-concerne-les-eoliennes/description-des-eoliennes.html>
- [19] Acket C., Vaillant J. « *Les énergies renouvelables : état des lieux et perspectives* » Ed. Technip, 2011

- [20] Préfecture de Seine-et-Marne « *Guide relatif à l'implantation des éoliennes en Seine-et-Marne* », Mars 2007
- [21] Global Wind Energy Council « *Global wind statistics 2013* » Février 2014
- [22] <http://www.notre-planete.info/actualites/3949-declin-energie-eolienne-monde>
- [23] The European Wind Energy Association “*Wind in power 2013 European statistics*” Février 2014
- [24] http://www.enr.fr/docs/2014102935_panorama2fvr2014.pdf
- [25] Réseau de transport d'électricité (RTE) “*Bilan électrique 2013* »
- [26] <http://www.energies-haute-normandie.com/paris-normandie/>
- [27] Nichita C. « *Étude et développement de structures et lois de commande numériques pour la réalisation d'un simulateur de turbine éolienne de 3 kW.* » Thèse de doctorat, Université du Havre, 1995.
- [28] <http://gtes3.secondes.info/fonctionnement-dune-hydrolienne/>
- [29] Frenkel, P.L., “*Power from marine currents.*” Proc. IMechE, Part A: Journal of Power and Energy, 2002.
- [30] Myers L.E., Bahaj A. S., “*Power output performance characteristics of a horizontal axis marine current turbine.*” Renewable energy, 2006
- [31] Gillet A., *Une histoire des marées*, ed. Belin. 1998.
- [32] Caraiman G. “*Etude de la transposition des similitudes éolien-hydrolien en vue de la conception et du développement d'un émulateur électromécanique de turbine hydrolienne* », Thèse Université du Havre , 2011
- [33] Multon B. « *Energies Renouvelables Marines : Aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien* » Ed. Lavoisier, 2011
- [34] Kiho S., Shiono M., Suzuki K., “*The power generation from tidal currents by darrieus turbine*” Renewable energy, 1996.
- [35] www.oreg.ca
- [36] <http://www.gcktechnology.com/GCK/pg2.html>
- [37] <http://www.blueenergy.com/>
- [38] <http://www.pontediarchimede.it/>.

- [39] Ben Elghali S.E., “*High order sliding mode control of marine current turbine driven permanent magnet synchronous generator*, in *IEEE International Eelectrical Machines and Drives Conference*.” Miami, Florida, 2009.
- [40] <http://www.marineturbines.com/>
- [41] <http://smd.co.uk/>.
- [42] Lagoun M.S., Benalia A., Benbouzid M.E.H., “*Ocean wave converters: State of the art and current status*” IEEE InternationalEnergy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010
- [43] <http://www.openhydro.com/home.html>
- [44] <http://www.cleancurrent.com/>
- [45] <http://www.atlantisresourcescorporation.com/marine-power/atlantis-technologies.html>
- [46] <http://www.sabella.fr/>.
- [47] http://www.engb.com/services_intproj.php

CHAPITRE II

Modélisation des chaînes de conversion éolienne et hydrolienne

« Tèt ki abitye mete chapo ap toujou mete chapo ».-

Proverbe haïtien

*« Tous ceux qui disent les mêmes choses ne les possèdent
pas de la même sorte ».- Blaise PASCAL*

Chapitre II

Modélisation des chaines de conversion éolienne et hydrolienne

Table des matières

II.1.-	Introduction-----	48
II.2.-	Modélisation des turbines -----	49
II.2.1.-	Calcul de la puissance utile pouvant être extraite par une turbine -----	49
II.2.1.1.-	Expressions du coefficient de puissance-----	51
II.2.1.1.1.-	Cas où les caractéristiques statiques de la turbine sont données-----	51
II.2.1.1.2.-	Cas où les caractéristiques statiques ne sont pas données -----	52
II.3.-	Modèle du multiplicateur -----	55
II.4.-	Equation dynamique de l'arbre-----	56
II.5.-	Modélisation de machines électriques -----	57
II.5.1.-	Comparaison des machines électriques. -----	57
II.5.2.-	Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) -----	58
II.5.2.1.-	Modèle dans un référentiel fixe -----	59
II.5.2.2.-	Modèle dans le référentiel de Park (un référentiel tournant)-----	60
II.5.3.-	Modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)-----	63
II.5.3.1.-	Description sommaire de la machine-----	63
II.5.3.2.-	Principe de fonctionnement de la machine -----	64

II.5.3.2.1.-	Fonctionnement générateur hyposynchrone -----	65
II.5.3.2.2.-	Fonctionnement générateur hypersynchrone -----	66
II.5.3.3.-	Modélisation de la MADA dans le repère naturel (a, b, c)-----	67
II.5.3.3.1.-	Mise en équation-----	67
II.5.3.4.-	Modèle dans le repère de Park -----	69
II.5.3.5.-	Notions de représentation d'état -----	72
II.5.3.6.-	Représentation d'état de la MADA-----	74
II.5.3.7.-	Puissance électrique de la machine -----	78
II.5.3.8.-	Couple électromagnétique -----	78
II.5.4.-	Modélisation des convertisseurs statiques -----	79
II.5.4.1.-	Modèle du redresseur MLI-----	79
II.5.4.2.-	Modèle de l'onduleur à commande MLI -----	81
II.6.-	Conclusion-----	83
II.7.-	Rérérences bibliographiques -----	84

Chapitre II

Modélisation des chaines de conversion éolienne et hydrolienne

II.1.- Introduction

L'étude d'un système de conversion d'énergie en laboratoire passe par la modélisation mathématique des éléments de ce système. Ce chapitre présente la modélisation des différents éléments qui composent les chaines de conversion éolienne et hydrolienne.

Hypothèses : Juste avant de procéder à cette modélisation, nous faisons les hypothèses suivantes :

- L'éolienne comprend une génératrice synchrone à aimants permanents
- L'hydrolienne est à base d'une génératrice asynchrone à double alimentation.
- Les deux systèmes sont à axe horizontale et constitués de trois pales.

Figure II.1 et Figure II.2 présentent le principe de transformation d'énergie de ces chaines de conversion [1] [2].

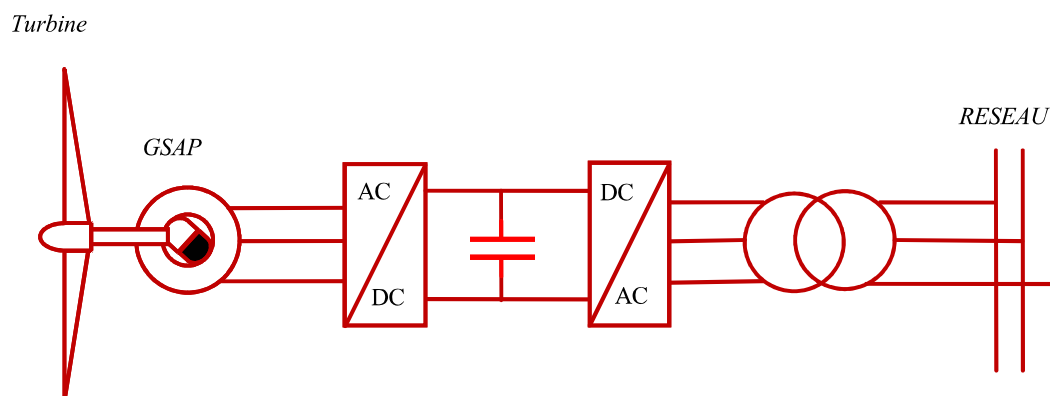


Figure II. 1: Chaîne de conversion de l'énergie éolienne

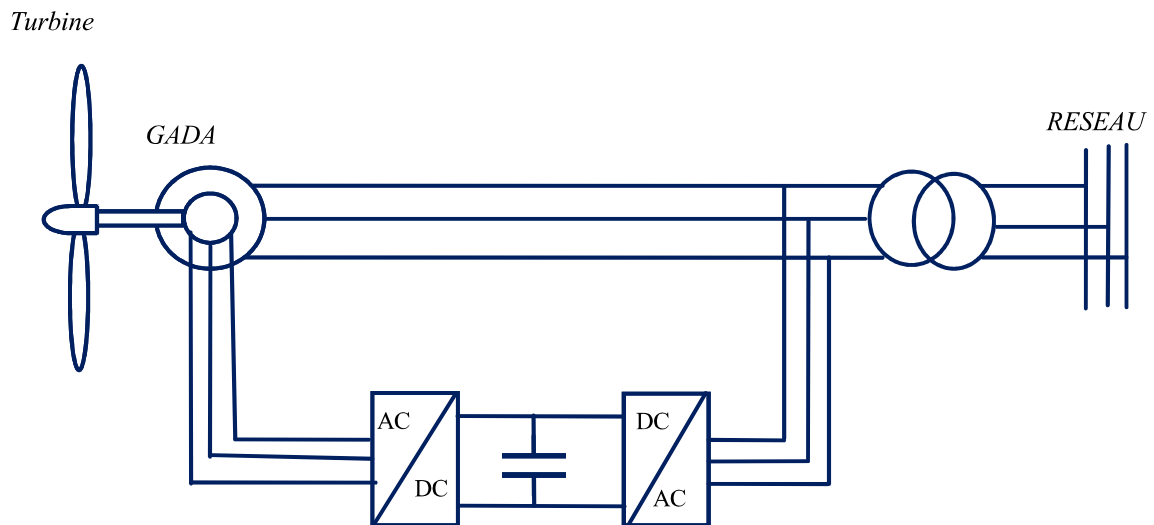


Figure II. 2: Chaîne de conversion de l'énergie hydrolienne

Comme le montre Figure II.1 et Figure II.2, les chaînes de conversion comprennent chacune une turbine qui transforme l'énergie cinétique de la ressource (Vent ou courant marin) en énergie mécanique. Cette énergie mécanique est transmise via un arbre à un générateur qui la transforme en énergie électrique. Cette dernière est transmise au réseau en passant par des convertisseurs statiques qui assurent la bonne qualité de l'énergie à fournir au réseau. Très souvent, la vitesse de rotation de la génératrice est très grande par rapport à celle de la turbine. Dans ce cas de figure, il faut prévoir un multiplicateur.

II.2.- Modélisation des turbines

Comme nous le mentionnons plus haut, chacune des turbines transforme l'énergie cinétique d'un fluide en énergie mécanique. Ainsi, les deux turbines peuvent être modélisées par les mêmes équations. Le modèle que nous proposons montre la capacité d'extraction des turbines.

II.2.1.- Calcul de la puissance utile pouvant être extraite par une turbine

L'énergie cinétique d'une masse d'air ou d'eau m se déplaçant à la vitesse v est calculée suivant la formule [3] [4]:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (\text{II. 1})$$

Si l'on pouvait récupérer la totalité de cette énergie à l'aide d'un dispositif de surface A placé perpendiculairement à la direction du fluide en mouvement, la puissance disponible serait :

$$P_e = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (\text{II. 2})$$

En réalité, une turbine ne peut extraire qu'une partie de cette puissance. Ainsi, la puissance mécanique fournie par la turbine est égale à la puissance disponible multipliée par un rendement et s'exprime par la formule [3] [4] [5]:

$$P = \frac{1}{2}C_p\rho Av^3 \quad \text{Ou} \quad P = \frac{1}{2}C_p\rho\pi R^2v^3 \quad (\text{II. 3})$$

$$C_p = C_p(\beta, \lambda) \quad \text{où} \quad \lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (\text{II. 4})$$

Avec :

$C_p < 1$: Le rendement aérodynamique (éolienne) ou hydrodynamique (hydrolienne) de la turbine plus communément appelé coefficient de puissance ;

Il a été démontré que : $C_p \leq 0.593$ [6]. Cette valeur est appelée la limite de Betz.

ρ : La masse volumique de l'air (1.22 kg/m^3) ou de l'eau (1024 kg/m^3);

R : La longueur d'une pale ;

β : l'angle de calage d'une pale par rapport à l'axe de rotation;

λ : Le ratio de vitesse ou vitesse spécifique;

Ω : La vitesse de rotation de la génératrice ramenée à la turbine.

II.2.1.1.- Expressions du coefficient de puissance

II.2.1.1.1.- Cas où les caractéristiques statiques de la turbine sont données

Le coefficient de puissance peut être fourni par le constructeur. Il peut également fournir le coefficient de couple. Nous présentons ci-dessous des coefficients de puissance déjà utilisés dans la bibliographie [7] [8] [9] [10] [11] [1] :

$$1) \quad C_p(\beta, \lambda) = [0.35 - 0.00167 \cdot (\beta - 2)] \cdot \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0.1)}{14.34 - 0.3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2)$$

$$2) \quad C_p(\beta, \lambda) = c_1 \cdot [c_2 \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.0035}{\beta^3 + 1} \right) - c_3 \cdot \beta - c_4] \cdot e^{-c_5 \left(\frac{0.0035}{(\lambda + 0.08\beta)(\beta^3 + 1)} \right)} + c_6 \cdot \lambda$$

Avec

$$C_1=0.5109 \quad C_2=116 \quad C_3=0.4 \quad C_4=5 \quad C_5=21 \quad C_6=0.0068$$

$$3) \quad \begin{cases} C_p(\beta, \lambda) = 0.9 * k * e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \\ \text{Avec} \\ k = \frac{151}{\lambda_i} - 0.58 * \beta - 0.02 * \beta^{2.14} - 13.2 \\ \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02 * \beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \end{cases}$$

En utilisant le logiciel Matlab pour la modélisation de l'expression 2, nous obtiendrons les résultats suivants :

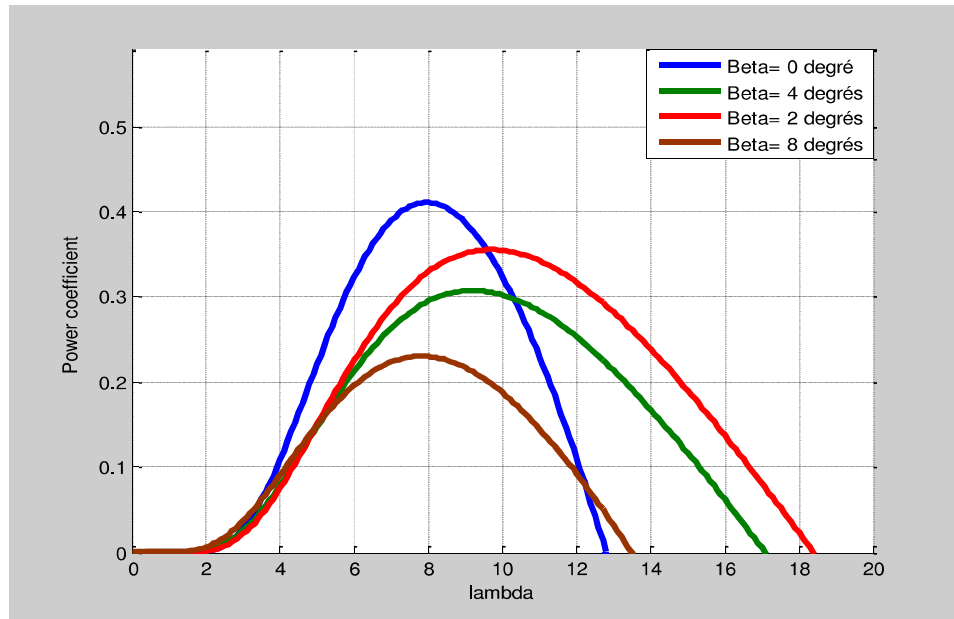


Figure II. 3: Influence de β sur le coefficient de puissance

II.2.1.1.2.- Cas où les caractéristiques statiques ne sont pas données

Les constructeurs ne fournissent pas forcément les caractéristiques statiques de la turbine. Face à cette situation, il faut déterminer le coefficient de puissance ou le coefficient de couple.

Une approche adoptée dans [4] consiste à utiliser les caractéristiques constructives pour développer des algorithmes permettant de modéliser une turbine éolienne à angle de calage variable [12]. A l'aide de ces algorithmes, on peut :

- Générer une famille de caractéristiques du coefficient de puissance
- Générer un ensemble de caractéristiques du coefficient de couple
- Évaluer la valeur du coefficient de couple C_T en fonction de la vitesse du vent v , de la vitesse de rotation Ω et de l'angle de calage β à un instant donné.

Un logiciel a été développé au GREAH à partir de tels algorithmes. Figure II.4 présente l'interface de ce logiciel.

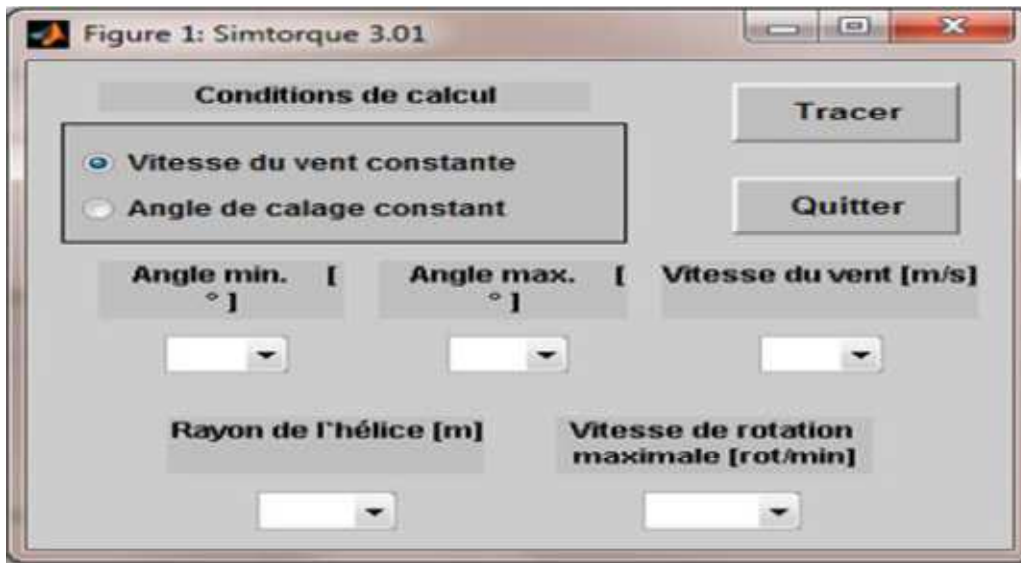


Figure II. 4: Interface du logiciel Simtorque

Résultats de simulation via le logiciel Simtorque des caractéristiques statiques d'une éolienne à angle de calage variable

L'éolienne simulée est de profil NACA 23015

$R = 5 \text{ m}$;

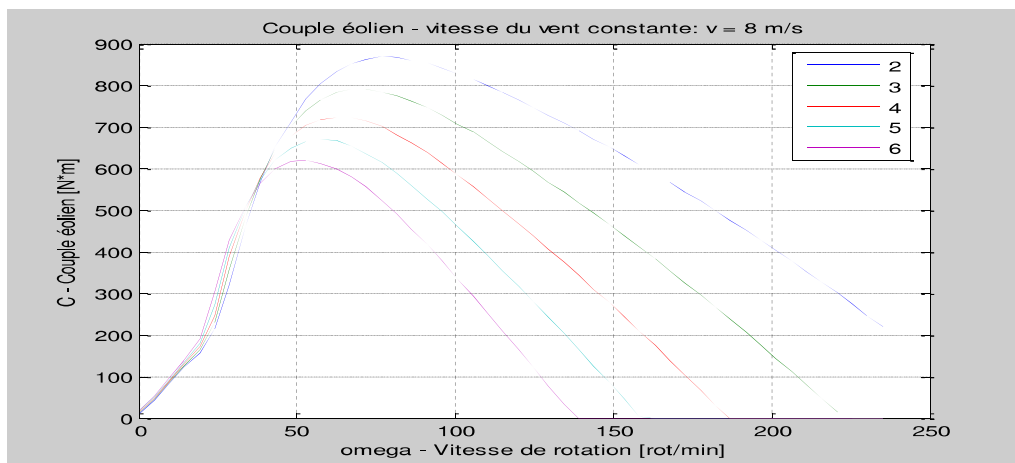


Figure II. 5: Couple éolien pour différentes valeurs de l'angle de calage

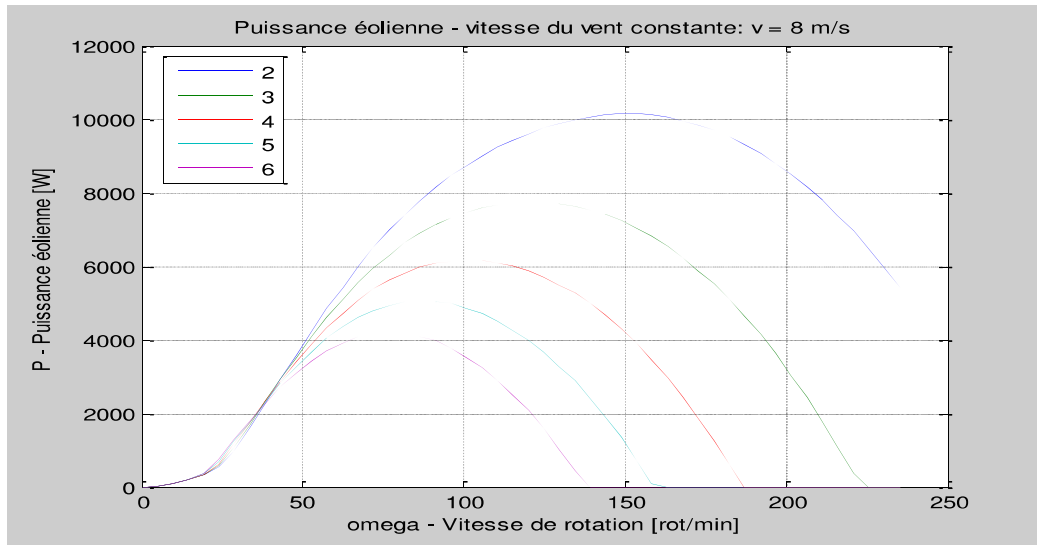


Figure II. 6: Puissance utile de l'éolienne pour différentes valeurs de l'angle de calage

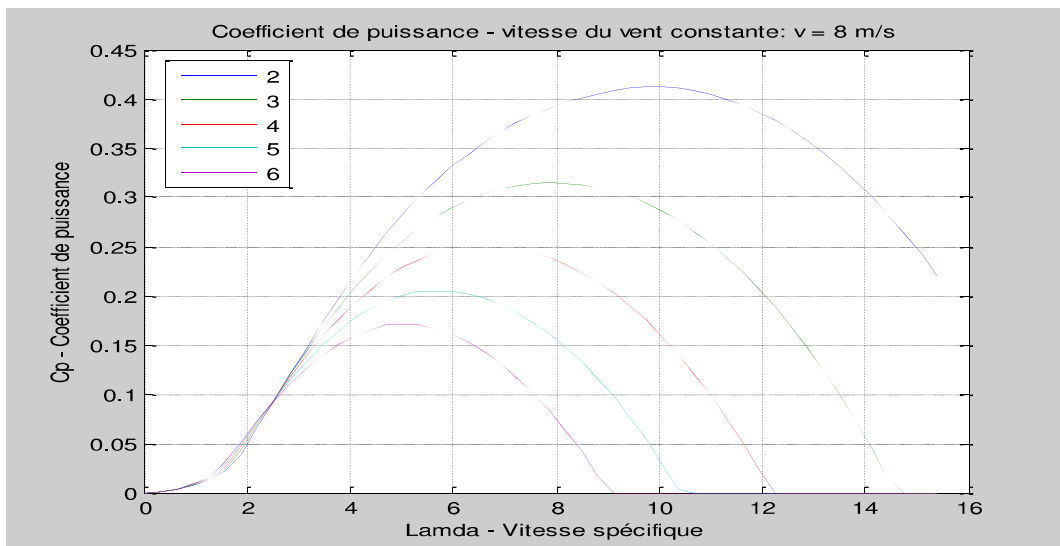


Figure II. 7: Représentation graphique du coefficient de puissance

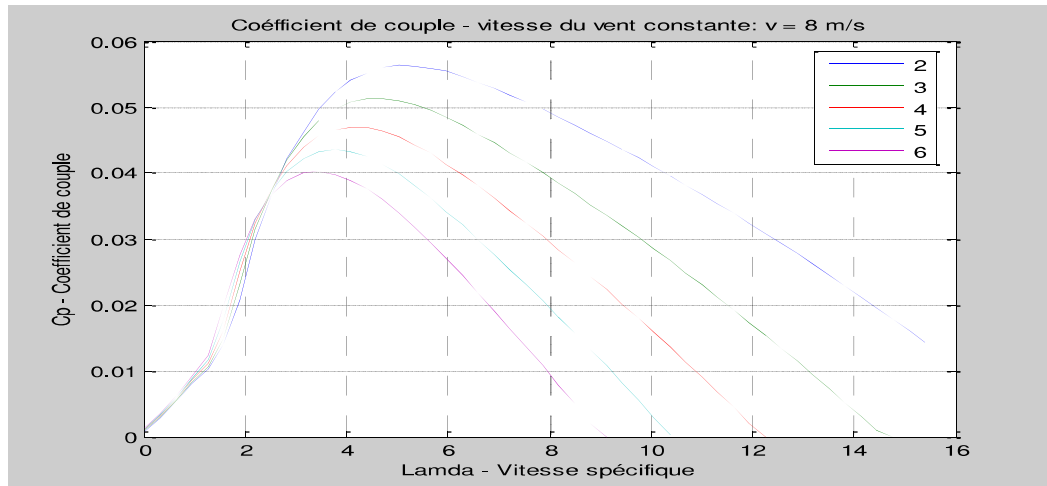


Figure II. 8: Représentation graphique du coefficient de couple

II.3.- Modèle du multiplicateur

Comme c'est dit précédemment, la turbine peut être très lente par rapport à la génératrice. Le multiplicateur a pour but d'adapter la vitesse de la turbine à la vitesse mécanique de la génératrice. Il peut être modélisé mathématiquement par l'équation qui suit [13] [14] [15] :

$$\Omega_m = \Omega_t \cdot G \quad (\text{II. 5})$$

En considérant une puissance constante, le couple est inversement proportionnel à la vitesse de rotation. Ainsi, le couple de la turbine et le couple après le multiplicateur sont liés par la relation suivante :

$$C_g = \frac{C_t}{G} \quad (\text{II. 6})$$

Où G représente le coefficient de multiplication

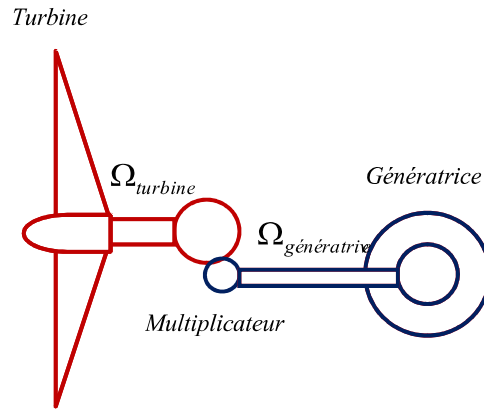


Figure II. 9: Schéma de principe du multiplicateur de vitesse entre Turbine et Génératrice

II.4.- Equation dynamique de l'arbre

L'équation fondamentale de la dynamique s'écrit :

$$J \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{dyn} \quad (II. 7)$$

J est le moment d'inertie total réunissant l'inertie de la turbine ramenée au rotor de la génératrice et l'inertie de la génératrice [15] [16].

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_{génératrice} \quad (II. 8)$$

Signalons que l'inertie de la génératrice est très faible par rapport à celle de la turbine.

Le couple dynamique C_{dyn} prend en compte le couple éolien après le multiplicateur C_g , le couple électromagnétique de la génératrice C_{em} et le couple de frottement C_f

$$C_{dyn} = C_g - C_{em} - C_f \quad (II. 9)$$

Le couple de frottement est caractérisé par un coefficient de frottement f

$$C_f = f \cdot \Omega_m \quad (\text{II. 10})$$

En remplaçant (II.10) dans (II.9) puis (II.9) dans (II.7), l'équation dynamique de l'arbre devient :

$$J \frac{d\Omega_m}{dt} = C_g - C_{em} - f \cdot \Omega_m \quad (\text{II. 11})$$

II.5.- Modélisation des machines électriques

Suivant nos hypothèses, la chaîne éolienne comprend une machine synchrone à aimants permanents et l'hydrolienne une machine asynchrone à double alimentation. L'utilisation de ces machines pour la production éolienne ou hydrolienne présentent des avantages et des inconvénients.

II.5.1.- Comparaison des machines électriques.

Le tableau suivant présente quelques avantages et inconvénients de différentes machines [17] [18] [19] [2] [1].

Machine	Avantages	Inconvénients
Générateur à induction	<ul style="list-style-type: none"> • Pleine plage de vitesse • Pas de balai • Contrôle de la puissance réactive et de la puissance active • Faible coût 	<ul style="list-style-type: none"> • Besoin de convertisseurs statiques à pleine échelle • Besoin de multiplicateur
Générateur synchrone	<ul style="list-style-type: none"> • Pleine plage de vitesse • Possibilité de se passer du multiplicateur de vitesse (Entrainement direct) • Contrôle de la puissance réactive et de la puissance active 	<ul style="list-style-type: none"> • Convertisseurs de puissance à grande échelle

Générateur synchrone à aimants permanents (GSAP)	<ul style="list-style-type: none"> • Pleine plage de vitesse • Possibilité de se passer du multiplicateur de vitesse (Entrainement direct) • Contrôle de la puissance réactive et de la puissance active 	<ul style="list-style-type: none"> • Convertisseurs de puissance à grande échelle • Besoin d'aimants permanents • Générateur lents (volumineux et lourd)
Génératrice asynchrone à double alimentation	<ul style="list-style-type: none"> • Plage de vitesse limitée (Entre - 30% et +30% de la vitesse de synchronisme) • Convertisseurs statiques moins coûteux • Contrôle de la puissance réactive et de la puissance active 	<ul style="list-style-type: none"> • Besoin d'un multiplicateur de vitesse • Besoin de bagues collectrices

II.5.2.- Modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

A partir de certaines hypothèses fondamentales, un modèle permet de rassembler toutes les informations concernant le fonctionnement de la machine dans un diagramme unique. Trois modèles sont généralement utilisés [17] [20] :

- Modèle de Potier faisant intervenir la saturation. Ce modèle convient aux machines synchrones à pôles lisses saturées.
- Modèle de Blondel, puis par extension, modèle des deux réactions. Ils conviennent aux machines synchrones à pôles saillants, saturées ou non saturées.
- Modèle à réactance constante encore appelé modèle linéaire ou modèle de Behn Eschenburg. Ce modèle convient aux machines à pôles lisses non saturées.

Dans le cadre de ce travail, nous utilisons le modèle à réactance constante.

II.5.2.1.- Modèle dans un référentiel fixe

Nous travaillons avec une machine synchrone à aimants permanents. Ainsi, on élimine la présence de phénomènes transitoires ou sub-transitoires notables. De plus, faisons ces hypothèses [15] [21]:

- La répartition du champ magnétique est sinusoïdale pour chaque phase du fait de la répartition des conducteurs dans le bobinage statorique.
- L'entrefer est constant (On ne prend pas en compte la variation de réluctance due à la présence des encoches du stator et au montage des aimants sur le rotor).
- Les conducteurs statoriques sont parallèles à l'axe de la machine.
- La perméabilité du fer est infinie : la caractéristique du circuit magnétique est linéaire.
- Les courants forment un système triphasé équilibré.

Le modèle équivalent de Hans Behn Eschenburg permet de modéliser la machine dans un repère fixe [1] [20]. Il consiste à représenter chaque phase par une force électromotrice, une résistance et une inductance synchrone mises en série. Cette configuration est représentée à la figure suivante.

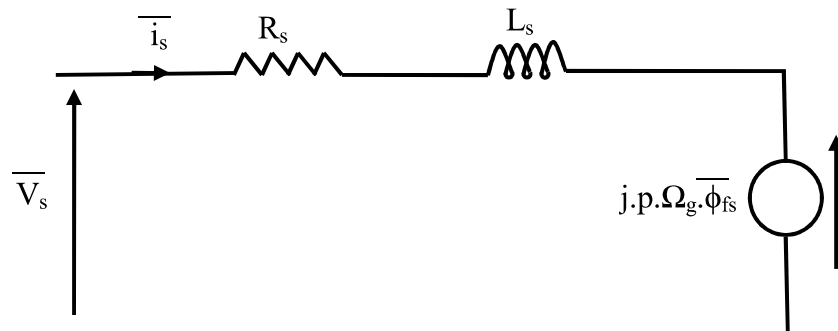


Figure II. 10:Modèle de Behn Eschenburg pour la machine synchrone

Les équations générales décrivant le fonctionnement de la machine synchrone s'écrivent alors :

$$\overline{V}_s = R_s \overline{i}_s + L_s \frac{d\overline{i}_s}{dt} + \frac{d\overline{\varphi}_{fs}}{dt} \quad (\text{II. 12})$$

$$C_{em} = p \cdot \text{Im}[\overline{i}_s \cdot \overline{\varphi}_{fs}^*] \quad (\text{II. 13})$$

Avec:

\overline{V}_s : Vecteur tension statorique

\overline{i}_s : Vecteur courant statorique

R_s : Résistance d'une phase statorique

L_s : Inductance d'une phase statorique

φ_{fs} : Module du flux inducteur

C_{em} : Couple électromagnétique de la machine

p : Le nombre de paires de pôles

II.5.2.2.- Modèle dans le référentiel de Park (un référentiel tournant)

Le référentiel de Park est un référentiel tournant permettant de passer d'un repère à trois axes à un autre à deux axes. Ce référentiel est choisi lié au rotor. Ce passage est effectué grâce à une rotation des vecteurs :

$$(\overline{i}_s)_{fixe} = (\overline{i}_s)_{tournant} \cdot e^{j\theta} \quad (\overline{\varphi}_{fs})_{fixe} = (\overline{\varphi}_{fs})_{tournant} \cdot e^{j\theta} \quad (\text{II. 14})$$

Avec :

θ : L'angle électrique du rotor de la machine

L'équation (II.12) dans un référentiel tournant lié au rotor devient :

$$\overline{v_s} = R_s \overline{i_s} + L_s \frac{d\overline{i_s}}{dt} + jL_s \frac{d\theta}{dt} \overline{i_s} + \frac{d\overline{\varphi_{fs}}}{dt} + j \frac{d\theta}{dt} \overline{\varphi_{fs}} \quad (\text{II. 15})$$

Les valeurs dans le repère diphasé respectivement dans le repère triphasé sont obtenues grâce à la transformée de Park par les relations suivantes [22] [13].

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{II. 16})$$

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} \quad (\text{II. 17})$$

Dans le cas de la machine synchrone, on considère que l'axe d est orienté dans la direction du vecteur flux ($\overline{\varphi_{fs}}$). Dans le cas de la machine à aimants permanents, le module du flux (φ_{fs}) est constant.

En appliquant l'équation (II.16) au vecteur tension de la machine, on déduit le modèle de la machine synchrone à aimants permanents dans le repère de Park.

$$\begin{aligned} v_d &= R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - L_q \frac{d\theta}{dt} i_q \\ v_q &= R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} + L_d \frac{d\theta}{dt} i_d + \frac{d\theta}{dt} \varphi_{fsd} \end{aligned} \quad (\text{II. 18})$$

Posons $\frac{d\theta}{dt} = \omega$, et appliquons la transformée de Laplace à l'équation précédente. L'équation des tensions s'écrit alors :

$$\begin{aligned} v_d &= R_s i_d + L_d . S . i_d - L_q . \omega . i_q \\ v_q &= R_s i_q + L_q . S . i_q + \omega (L_d i_d + \varphi_{fsd}) \end{aligned} \quad (\text{II. 19})$$

ω : Vitesse angulaire du rotor de la machine électrique

La puissance électrique de la machine synchrone à aimants permanents s'écrit [9]:

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (\text{II. 40})$$

Calculons le couple électromagnétique:

On peut écrire :

$$C_{em} = \frac{P}{\Omega} \quad (\text{II. 21})$$

Avec:

C_{em} : Couple électromagnétique de la machine

Ω : Vitesse de rotation mécanique de la machine

En remplaçant II.19 dans II.20, la puissance peut prendre la forme suivante :

$$P = [R_s i_d + L_d . S . i_d - L_q . \omega . i_q] . i_d + [R_s i_q + L_q . S . i_q + \omega (L_d i_d + \phi_{fsd})] . i_q \quad (\text{II. 22})$$

Le développement de cette équation donne :

- Les pertes joules dans le stator de la machine

$$P_j = R_s i_d^2 + R_s i_q^2 \quad (\text{II. 23})$$

- La puissance électromagnétique stockée dans le champ

$$P_{stockée} = L_d . S . i_q + L_q . S . i_d \quad (\text{II. 24})$$

- La puissance électrique transformée en puissance mécanique

$$P_{trans} = \omega(L_d i_d i_q + \varphi_{fsd} i_q - L_q i_d i_q) \quad (\text{II. 25})$$

L'équation du couple électromagnétique devient :

$$C_{em} = \frac{\omega(L_d i_d i_q + \varphi_{fsd} i_q - L_q i_d i_q)}{\Omega} \quad (\text{II. 26})$$

On sait que $\omega = p.\Omega$. Le couple électromagnétique est alors obtenu par la relation suivante :

$$C_{em} = p.[(L_d - L_q)i_d i_q + \varphi_{fsd} i_q] \quad (\text{II. 27})$$

Si nous considérons qu'il s'agit d'une machine isotrope. Ainsi, on a : $L_d = L_q = L_s$. Le couple électromagnétique devient:

$$C_{em} = p.\varphi_{fsd} i_q \quad (\text{II. 28})$$

Cette dernière équation rapproche le couple de la machine synchrone à aimants permanents de celle de la machine à courant continu. Cette considération permet alors de simplifier la commande de la machine.

II.5.3.- Modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MADA)

II.5.3.1.- Description sommaire de la machine

La machine asynchrone triphasée comprend une partie fixe (stator) et d'une partie mobile (rotor) [17]. Le stator comporte trois enroulements couplés en étoile ou en triangle qui sont alimentés par un système de tensions équilibré. Il en résulte, suivant le théorème de FERRARIS, la création d'un champ magnétique glissant dans l'entrefer de la machine. [13] La vitesse de glissement de ce champ par rapport au stator est :

$$\Omega_s = \frac{\omega_s}{p}$$

Où ω_s représente la pulsation du réseau triphasé statorique et p le nombre de paires de pôle de la machine

Le rotor de la machine supporte un bobinage triphasé ayant le même nombre de pôles que celui du stator [20]. Les trois phases sont couplées en étoile. Ce type de rotor est dit bobiné. On peut néanmoins envisager un rotor constitué de barres conductrices court-circuitées par un anneau conducteur à chaque extrémité. Avec ce type de rotor, on parle de machine à cage d'écureuil. Dans notre travail, nous considérons une machine asynchrone avec un rotor bobiné non court-circuité. On parle, dans ce cas, de Machine Asynchrone à Double Alimentation(MADA).

Le rotor tourne par rapport au stator à vitesse $\Omega = \frac{d\theta}{dt}$ où θ est l'angle entre une phase statorique et la phase rotorique correspondante (voir figure II.11). Etant donné que le rotor tourne et que le stator reste statique, cet angle varie avec le temps. En régime permanent, sa dérivée par rapport au temps est constante.

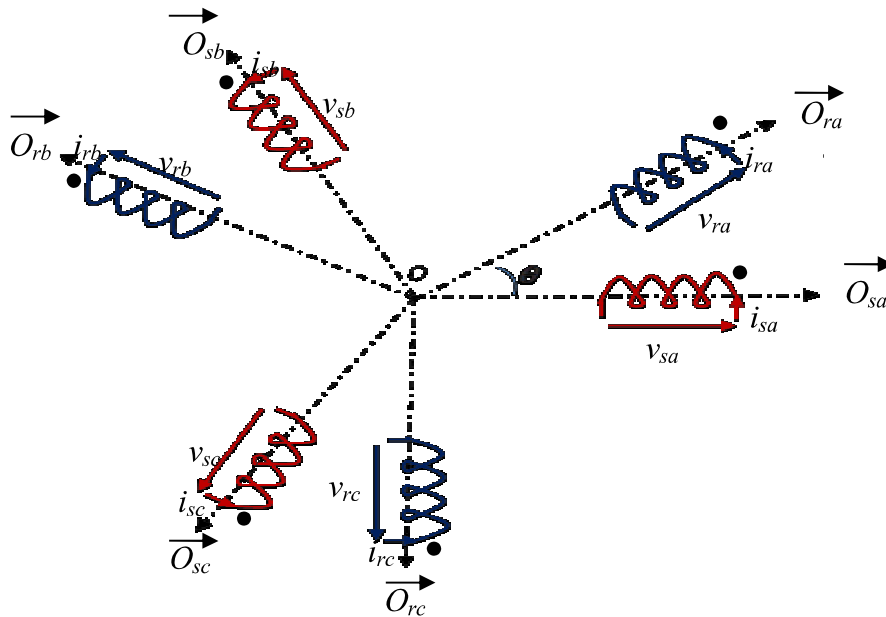


Figure II. 11: Représentation de la machine asynchrone dans l'espace électrique

II.5.3.2.- Principe de fonctionnement de la machine

Considérons une machine asynchrone à double alimentation reliée directement au réseau électrique via son stator et dont le rotor est relié au réseau à l'aide de convertisseurs statiques. La figure II.12 présente des différentes configurations possibles de la machine. P_{Res}

représente la puissance absorbée ou fournie par le réseau, P_s la puissance qui passe par le stator, P_R la puissance transitant par le rotor et P_{MEC} la puissance mécanique.

Les parties 1 et 2 montrent le bilan de puissance en fonctionnement moteur (hyposynchrone et hypersynchrone). Les parties 3 et 4 présentent le bilan de puissance en mode générateur (hyposynchrone et hypersynchrone). Lorsque la puissance est fournie par le réseau, on parle de fonctionnement moteur [23]. Cette puissance électrique est récupérée sur l'arbre de la machine sous forme de puissance mécanique. Tandis qu'en fonctionnement générateur, un dispositif fournit à la machine une puissance mécanique qu'elle transformera en puissance électrique qui sera transférée vers le réseau. Pour une utilisation dans un système hydrolien, on doit considérer les quadrants 3 et 4.

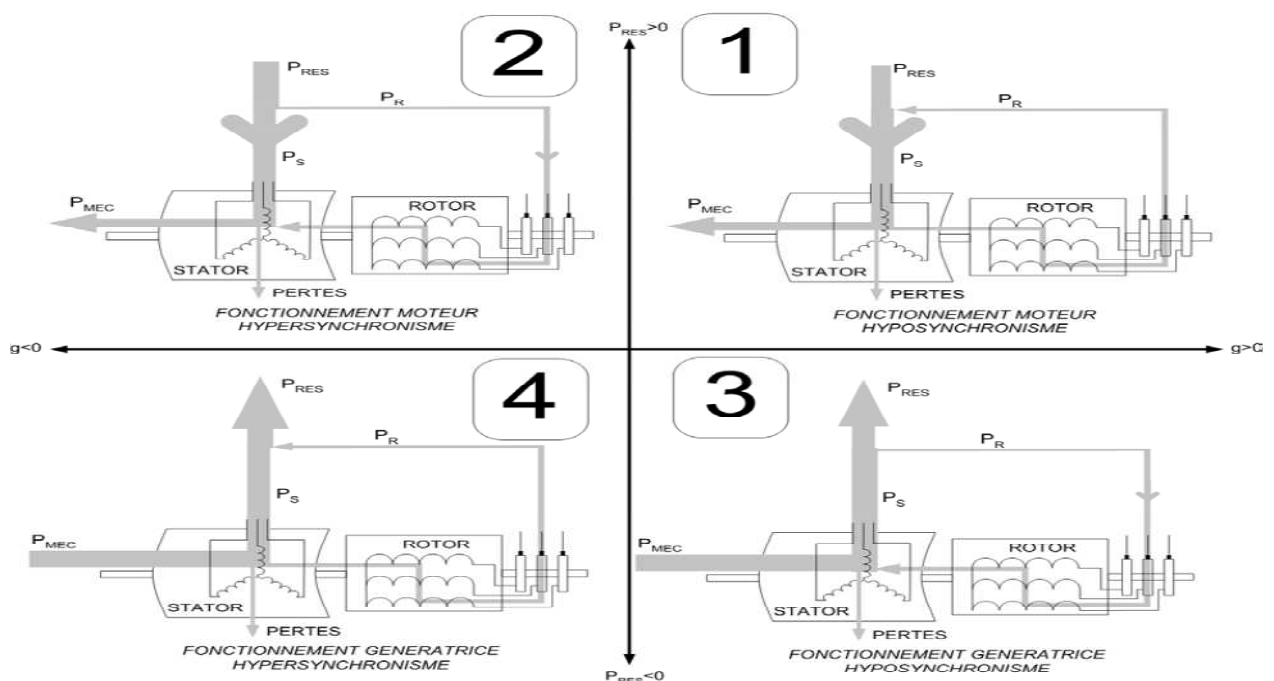


Figure II. 12: Quatre quadrants de fonctionnement de la machine asynchrone à double alimentation [23]

II.5.3.2.1.- Fonctionnement générateur hyposynchrone

En fonctionnement générateur hyposynchrone, le rotor tourne à une vitesse inférieure à la vitesse de synchronisme ($\Omega < \Omega_s$) [24]. Une partie de la puissance fournie au réseau via le stator est réabsorbée par le rotor. Le rotor perçoit un champ glissant à la vitesse relative

$$\Omega_r = \Omega_s - \Omega \quad (\text{II. 29})$$

Il en résulte la formation d'une force électromotrice induite au rotor. La pulsation de cette force électromotrice est :

$$\omega_r = P.\Omega_r \quad (\text{II. 30})$$

On peut écrire alors:

$$\omega_s = P.\Omega + \omega_r \quad (\text{II. 31})$$

On définit le glissement de la machine par l'expression:

$$g = \frac{\Omega_s - \Omega}{\Omega_s} \quad (\text{II. 32})$$

La puissance consommée par le rotor peut être calculée par la relation suivante :

$$P_R = g.P_{MEC} \quad (\text{II. 33})$$

En fonctionnement hyposynchrone, le glissement est positif.

II.5.3.2.2.- Fonctionnement générateur hypersynchrone

On parle de fonctionnement hypersynchrone quand la vitesse de la machine est supérieure à la vitesse de synchronisme ($\Omega > \Omega_s$) [24]. On a alors :

$$\Omega_r = \Omega - \Omega_s \quad (\text{II. 34})$$

Et

$$\omega_s = P.\Omega + \omega_r \quad (\text{II. 35})$$

Dans ce cas de figure, le rotor n'absorbe pas de puissance mais participe au renvoi de puissance de la machine vers le réseau.

La portion de puissance renvoyée par le rotor se calcule par la même relation que dans le cas du fonctionnement hyposynchrone. Néanmoins, le glissement est négatif.

II.5.3.3.- Modélisation de la MADA dans le repère naturel (a, b, c)

La MADA est une machine à bobinages polyphasés au stator et au rotor. Dans notre étude, il s'agit de bobinages triphasés. Le stator alimenté à fréquence constante (f_s) engendre un champ tournant à vitesse angulaire électrique ω_s . Les bobinages au rotor ne sont pas court-circuités. Le rotor tourne à la $\Omega = d\theta/dt$. θ est l'angle entre les repères statorique et rotorique.

Le modèle que nous avons mis en œuvre prend en compte les hypothèses simplificatrices suivantes [8] [13] [19]:

- L'entrefer est constant
- Distribution spatiale sinusoïdale des forces magnétomotrices d'entrefer
- Effet d'encoches négligé
- Pertes ferromagnétiques négligeables
- Circuit magnétique non saturé et à perméabilité constante
- L'influence de l'effet de peau et de l'échauffement n'est pas prise en compte

En conséquence, tous les coefficients d'inductance propre sont constants et les coefficients d'inductance mutuelle dépendent uniquement de la position des enroulements.

II.5.3.3.1.- Mise en équation

En appliquant la loi de Faraday aux phases rotoriques et statoriques de la machines, on obtient les équations suivantes [13] [19] :

Stator:

$$\begin{aligned}v_{sa} &= R_s i_{sa} + \frac{d\varphi_{sa}}{dt} \\v_{sb} &= R_s i_{sb} + \frac{d\varphi_{sb}}{dt} \\v_{sc} &= R_s i_{sc} + \frac{d\varphi_{sc}}{dt}\end{aligned}\tag{II. 36}$$

Rotor:

$$\begin{aligned}
 v_{ra} &= R_r i_{ra} + \frac{d\varphi_{ra}}{dt} \\
 v_{rb} &= R_r i_{rb} + \frac{d\varphi_{rb}}{dt} \\
 v_{rc} &= R_r i_{rc} + \frac{d\varphi_{rc}}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{II. 37}$$

Avec:

v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} : Les tensions simples triphasées statoriques

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc} : Les tensions simples triphasées rotoriques

i_{sa}, i_{sb}, i_{sc} : Les courants statoriques

i_{ra}, i_{rb}, i_{rc} : Les courants rotoriques

$\varphi_{sa}, \varphi_{sb}, \varphi_{sc}$: Les flux propres circulant au stator

$\varphi_{ra}, \varphi_{rb}, \varphi_{rc}$: Les flux propres circulant au rotor

R_s : La résistance d'une phase statorique

R_r : La résistance d'une phase rotorique

Les flux sont calculés à l'aide des relations suivantes [8] :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{sabc} \\ \varphi_{rabc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [L_s] & [M_{sr}] \\ [M_{sr}] & [L_r] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sabc} \\ i_{rabc} \end{bmatrix}
 \tag{II. 38}$$

Avec:

$$[L_s] = \begin{bmatrix} l_s & m_s & m_s \\ m_s & l_s & m_s \\ m_s & m_s & l_s \end{bmatrix}
 \tag{II. 39}$$

$$[L_r] = \begin{bmatrix} l_r & m_r & m_r \\ m_r & l_r & m_r \\ m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \quad (\text{II. 40})$$

$$[M_{sr}] = M \cdot \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (\text{II. 41})$$

Où:

l_s Respectivement l_r est l'inductance propre des enroulements statoriques respectivement rotoriques

m_s Respectivement m_r est l'inductance mutuelle des enroulements statoriques respectivement rotoriques

M est la valeur maximum des coefficients d'inductance mutuelle stator-rotor.

II.5.3.4.- Modèle dans le repère de Park

La figure II.13 présente la disposition des systèmes d'axes dans le repère électrique. O_{sa} et $O_{s\beta}$ (respectivement O_{ra} et $O_{r\beta}$) sont les axes du repère diphasé de Concordia correspondant aux phases statoriques (respectivement rotoriques). Les axes d et q sont ceux du repère de Park. Avec la transformée de Park, les grandeurs statoriques et rotoriques sont exprimées dans un même repère.

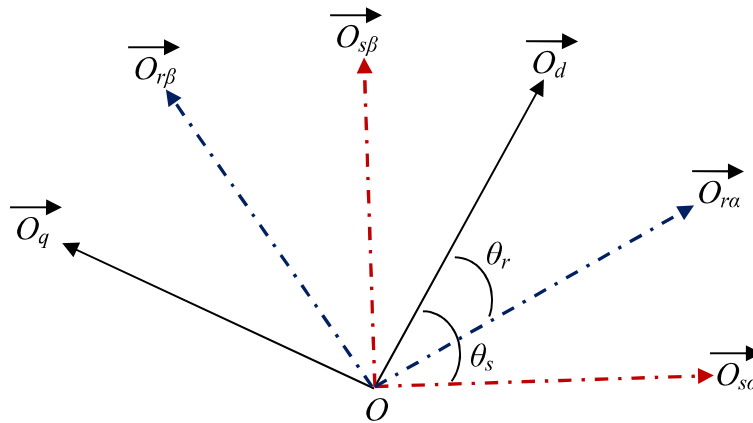


Figure II. 13: Repères de Park et de Concordia

En appliquant cette transformée sur la MADA, on obtient les équations de la machine dans le référentiel de Park [8] [25] [26] [27] [28]:

Stator :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \varphi_{sq} \frac{d\theta_s}{dt} \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \varphi_{sd} \frac{d\theta_s}{dt} \end{aligned} \quad (\text{II. 42})$$

Rotor :

$$\begin{aligned} v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \varphi_{rq} \frac{d\theta_r}{dt} \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \varphi_{rd} \frac{d\theta_r}{dt} \end{aligned} \quad (\text{II. 43})$$

Avec :

v_{sd} , v_{sq} : Tensions statoriques dans le repère de Park

v_{rd} , v_{rq} : Tensions rotoriques dans le repère de Park

i_{sd} , i_{sq} : Courants statoriques dans le repère de Park

i_{rd} , i_{rq} : Courants rotoriques dans le repère de Park

φ_{sd} , φ_{sq} : Flux statoriques dans le repère de Park

φ_{rd} , φ_{rq} : Flux rotoriques dans le repère de Park

Posons $\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s$ et $\frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r$ avec $\omega_s - \omega_r = \omega$. Les équations II.42 et II.43 deviennent :

Stator :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \cdot \varphi_{sq} \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \cdot \varphi_{sd} \end{aligned} \quad (\text{II. 44})$$

Rotor:

$$\begin{aligned} v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \cdot \varphi_{rq} \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \cdot \varphi_{rd} \end{aligned} \quad (\text{II. 45})$$

Les équations des flux s'écrivent:

$$\begin{aligned} \varphi_{sd} &= L_s i_{sd} + M i_{rd} \\ \varphi_{sq} &= L_s i_{sq} + M i_{rq} \\ \varphi_{rd} &= M i_{sd} + L_r i_{rd} \\ \varphi_{rq} &= M i_{sq} + L_r i_{rq} \end{aligned} \quad (\text{II. 46})$$

Avec:

θ_s : Angle entre le repère statorique et celui de Park

θ_r : Angle entre le repère rotorique et celui de Park

L_s : Inductance propre d'une phase statorique

L_r : Inductance propre d'une phase rotorique

M : Inductance mutuelle cyclique entre stator et rotor

Remplaçons (II.46) dans (II.44) et (II.45). On alors :

Stator :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d[L_s i_{sd} + M i_{rd}]}{dt} - \omega_s \cdot [L_s i_{sq} + M i_{rq}] \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d[L_s i_{sq} + M i_{rq}]}{dt} + \omega_s \cdot [L_s i_{sd} + M i_{rd}] \end{aligned} \quad (\text{II. 47})$$

Rotor

$$\begin{aligned} v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d[M i_{sd} + L_r i_{rd}]}{dt} - \omega_r \cdot [M i_{sq} + L_r i_{rq}] \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d[M i_{sq} + L_r i_{rq}]}{dt} + \omega_r \cdot [M i_{sd} + L_r i_{rd}] \end{aligned} \quad (\text{II. 48})$$

Considérant que les inductances propres et mutuelles sont constantes, les équations précédentes deviennent :

Stator

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} + L_s \frac{di_{sd}}{dt} + M \frac{di_{rd}}{dt} - \omega_s \cdot L_s i_{sq} + \omega_s \cdot M i_{rq} \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + L_s \frac{di_{sq}}{dt} + M \frac{di_{rq}}{dt} + \omega_s \cdot L_s i_{sd} + \omega_s \cdot M i_{rd} \end{aligned} \quad (\text{II. 49})$$

Rotor

$$\begin{aligned} v_{rd} &= R_r i_{rd} + L_r \frac{di_{rd}}{dt} + M \frac{di_{sd}}{dt} - \omega_r \cdot M i_{sq} + \omega_r \cdot L_r i_{rq} \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + L_r \frac{di_{rq}}{dt} + M \frac{di_{sq}}{dt} + \omega_r \cdot M i_{sd} + \omega_r \cdot L_r i_{rd} \end{aligned} \quad (\text{II. 50})$$

Ce modèle est la représentation entrée-sortie de la machine

II.5.3.5.- Notions de représentation d'état

Considérons un système d'entrée-sortie



Figure II. 14: Représentation d'un système entrée-sortie

La relation entrée-sortie exprime le comportement du système. Néanmoins, cette technique se révèle parfois inadaptée lorsqu'il s'agit de contrôler les systèmes complexes (systèmes avec beaucoup d'équations) [29]. Dans ces situations, les automaticiens recourent à la représentation d'état laquelle permet de modéliser un système dynamique sous forme de matrices en utilisant les variables internes du système [30].

La connaissance des variables d'état (autre appellation des variables internes) permet non seulement de déterminer l'état du système à un instant donné, mais aussi de faire évoluer le système à un autre état final [30].

Les variables d'état sont des grandeurs physiques. Souvent, elles sont regroupées dans un vecteur appelé : vecteur d'état.

$$X(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ x_3(t) \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (\text{II. 51})$$

Les éléments du vecteur d'état représentent les informations que l'on doit savoir sur le passé du système en fonctions des commandes qui lui sont appliquées.

Dans la représentation d'état, on considère souvent des systèmes dont l'entrée est un vecteur fonction du temps et non un scalaire.

Soit $U(t)$ l'entrée agissant sur les sorties du système par une action intermédiaire sur l'état de ce système. La représentation d'état s'écrit alors [31]:

- Cas d'un système continu

$$\begin{cases} \frac{dx(t)}{dt} = A(t).x(t) + B(t).U(t) \\ S(t) = C(t).x(t) + D(t).U(t) \end{cases} \quad (\text{II. 52})$$

- Cas d'un système discret

$$\begin{cases} x(k+1) = A.x(k) + B.U(k) \\ S(k) = C.x(k) + D.U(k) \end{cases} \quad (\text{II. 53})$$

Avec:

A: Matrice d'état

B : Matrice de commande

C : Matrice d'observation

D : Matrice d'action direct

X : Vecteur d'état (dimension n)

S : Vecteur des sorties ou vecteur des mesures (dimension p)

U : Vecteur des entrées (dimension q)

II.5.3.6.- Représentation d'état de la MADA

La MADA est un système avec des entrées et sorties. Considérons les tensions comme entrées et les courants comme sorties.

$$\left\{ \begin{array}{l} U(t) = \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} \\ S(t) = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (\text{II. 54})$$

Reprenons les équations des tensions en fonction des flux. Regroupons le rotor et le stator dans une seule équation :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= R_s i_{sd} + \frac{d\varphi_{sd}}{dt} - \omega_s \cdot \varphi_{sq} \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + \frac{d\varphi_{sq}}{dt} + \omega_s \cdot \varphi_{sd} \\ v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \omega_r \cdot \varphi_{rq} \\ v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \omega_r \cdot \varphi_{rd} \end{aligned} \quad (\text{II. 55})$$

Sous forme matricielle, l'équation précédente devient :

$$\begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega_s & 0 & 0 \\ \omega_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\omega_r & 0 & 0 \\ \omega_r & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} \quad (\text{II. 56})$$

Reprenons l'expression des flux en fonction des courants :

$$\begin{aligned} \varphi_{sd} &= L_s \cdot i_{sd} + M \cdot i_{rd} \\ \varphi_{sq} &= L_s \cdot i_{sq} + M \cdot i_{rq} \\ \varphi_{rd} &= M \cdot i_{sd} + L_r \cdot i_{rd} \\ \varphi_{rq} &= M \cdot i_{sq} + L_r \cdot i_{rq} \end{aligned} \quad (\text{II. 57})$$

Nous pouvons exprimer les courants en fonction des flux:

$$\begin{aligned}
 i_{sd} &= \frac{\varphi_{sd} - M.i_{rd}}{L_s} \\
 i_{sq} &= \frac{\varphi_{sq} - M.i_{rq}}{L_s} \\
 i_{rd} &= \frac{\varphi_{rd} - M.i_{sd}}{L_r} \\
 i_{rq} &= \frac{\varphi_{rq} - M.i_{sq}}{L_r}
 \end{aligned} \tag{II. 58}$$

Posons $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s L_r}$: Coefficient de dispersion de la MADA

En découplant le système d'équation précédent, il devient :

$$\begin{aligned}
 i_{sd} &= \frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{sd} - \frac{\sigma - 1}{\sigma M} \varphi_{rd} \\
 i_{sq} &= \frac{1}{\sigma L_s} \varphi_{sq} - \frac{\sigma - 1}{\sigma M} \varphi_{rq} \\
 i_{rd} &= \frac{1}{\sigma L_r} \varphi_{rd} - \frac{\sigma - 1}{\sigma M} \varphi_{sd} \\
 i_{rq} &= \frac{1}{\sigma L_r} \varphi_{rq} - \frac{\sigma - 1}{\sigma M} \varphi_{sq}
 \end{aligned} \tag{II. 59}$$

Sous forme matricielle, l'équation précédente devient:

$$\begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{\sigma - 1}{\sigma M} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{\sigma - 1}{\sigma M} \\ -\frac{\sigma - 1}{\sigma M} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & -\frac{\sigma - 1}{\sigma M} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} \tag{II. 60}$$

Considérons que le vecteur d'état de la machine est $X(t) = \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix}$. Remplaçons les courants

dans l'équation des tensions. La représentation d'état de la MADA est alors :

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} &= \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \omega_s & \frac{R_s(1-\sigma)}{M \cdot \sigma} & 0 \\ -\omega_s & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & 0 & \frac{R_s(1-\sigma)}{M \cdot \sigma} \\ \frac{R_r(1-\sigma)}{M \cdot \sigma} & 0 & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & \omega_r \\ 0 & \frac{R_r(1-\sigma)}{M \cdot \sigma} & -\omega_r & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix}}_A \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}}_B \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} \\ \\ \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} &= \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{\sigma-1}{\sigma M} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{\sigma-1}{\sigma M} \\ -\frac{\sigma-1}{\sigma M} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & -\frac{\sigma-1}{\sigma M} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix}}_C \begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix} \end{aligned} \right. \quad (II. 61)$$

N.B : Pour les systèmes physiques, la matrice d'action directe (D) est nulle.

Il est également possible de considérer le vecteur des courants comme vecteur d'état et le vecteur des flux comme mesure. Dans ce cas, la représentation d'état de la MADA est :

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} &= \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{-R_s}{\sigma L_s} & \left[\omega_s + \frac{(1-\sigma)}{\sigma} \omega \right] & \frac{M.R_r}{\sigma L_s L_r} & \frac{M.\omega}{\sigma L_s} \\ \frac{(1-\sigma)}{\sigma} \omega & \frac{-R_s}{\sigma L_s} & -\frac{M.\omega}{\sigma L_s} & \frac{M.R_r}{\sigma L_s L_r} \\ \frac{M.R_s}{\sigma L_s L_r} & -\frac{M.\omega}{\sigma L_r} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} & \omega_s - \frac{\omega}{\sigma} \\ \frac{M.\omega}{\sigma L_r} & \frac{M.R_s}{\sigma L_s L_r} & -\omega_s - \frac{\omega}{\sigma} & \frac{-R_r}{\sigma L_r} \end{bmatrix}}_A \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{(1-\sigma)}{M.\sigma} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma L_s} & 0 & -\frac{(1-\sigma)}{M.\sigma} \\ -\frac{(1-\sigma)}{M.\sigma} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} & 0 \\ 0 & -\frac{(1-\sigma)}{M.\sigma} & 0 & \frac{1}{\sigma L_r} \end{bmatrix}}_B \begin{bmatrix} v_{sd} \\ v_{sq} \\ v_{rd} \\ v_{rq} \end{bmatrix} \\ \underbrace{\begin{bmatrix} \varphi_{sd} \\ \varphi_{sq} \\ \varphi_{rd} \\ \varphi_{rq} \end{bmatrix}}_S &= \underbrace{\begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix}}_C \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \\ i_{rd} \\ i_{rq} \end{bmatrix} \end{aligned} \right. \quad (II. 62)$$

II.5.3.7.- Puissance électrique de la machine

Les puissances statorique et rotorique de la MADA s'expriment comme suit [26] [28]:

Stator :

$$P_s = U_{sd} i_{sd} + U_{sq} i_{sq} \quad (II. 63)$$

Rotor:

$$P_r = U_{rd} i_{rd} + U_{rq} i_{rq} \quad (II. 64)$$

La puissance électrique totale de la machine est alors :

$$P_e = U_{sd} i_{sd} + U_{sq} i_{sq} + U_{rd} i_{rd} + U_{rq} i_{rq} \quad (II. 65)$$

II.5.3.8.- Couple électromagnétique

La couple électromagnétique développé par la MADA s'écrit par la relation suivante [25] [8] [19]:

$$C_{em} = p \cdot \frac{M}{L_s} \cdot [\varphi_{sq} \cdot i_{rd} - \varphi_{sd} \cdot i_{rq}] \quad (\text{II. 66})$$

Ou

$$C_{em} = p \cdot \frac{M}{L_r} \cdot [\varphi_{rd} \cdot i_{sq} - \varphi_{rq} \cdot i_{sd}] \quad (\text{II. 67})$$

II.5.4.- Modélisation des convertisseurs statiques

Les mêmes convertisseurs sont utilisés dans les deux chaines de conversion. Ils remplissent la même fonction dans les deux cas. En effet, ils permettent le contrôle des puissances active et réactive échangées entre la machine et le réseau. Donc, que ce soit pour l'éolienne ou l'hydrolienne, le modèle des convertisseurs reste le même. Voilà pourquoi nous présentons dans ce document le modèle des convertisseurs uniquement pour l'éolienne. Comme le montre la figure II.1, le système comprend deux convertisseurs (un redresseur à commande MLI coté machine et un onduleur MLI coté réseau).

II.5.4.1.- Modèle du redresseur MLI

Chaque phase du stator de la MSAP peut être représentée par une force électromotrice en série avec une inductance et une résistance. Désignons par e_{si} la tension induite d'une phase, v_{si} les tensions simples triphasées à l'entrée du redresseur et i_{si} les courants traversant chaque phase avec $i=a, c, b$.

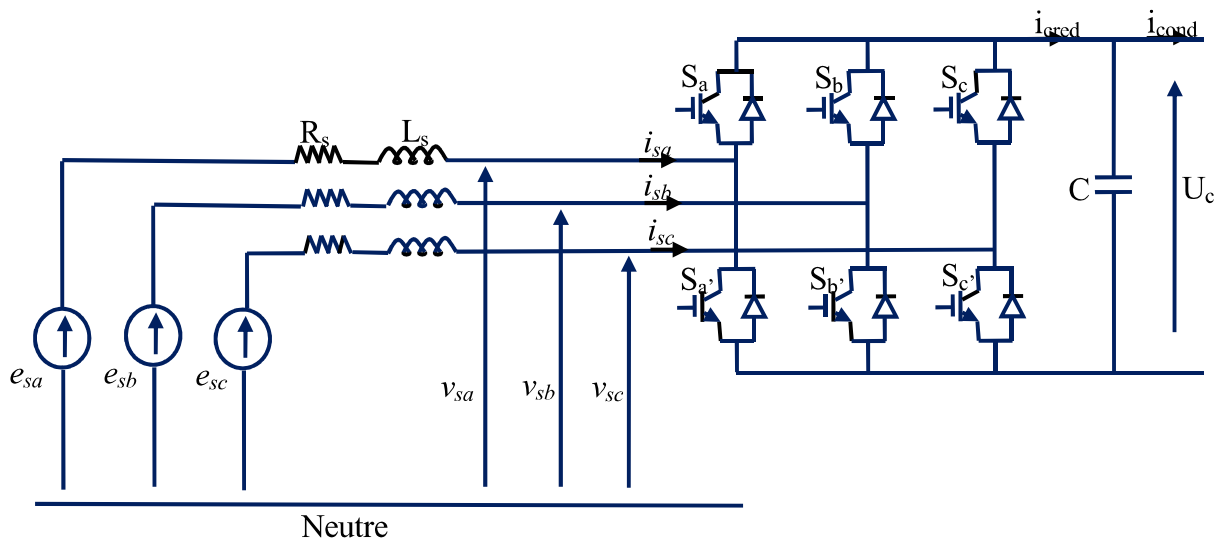


Figure II. 15: Schéma du redresseur de tension connecté à la génératrice

En adoptant la convention générateur, et les lois de Kirchhoff (loi des nœuds et des mailles), on peut décrire le comportement du système à l'aide des équations suivantes [1] [32] [33]:

$$\begin{aligned} R_s i_{sa} + L_s \frac{di_{sa}}{dt} &= e_{sa} - v_{sa} \\ R_s i_{sb} + L_s \frac{di_{sb}}{dt} &= e_{sb} - v_{sb} \\ R_s i_{sc} + L_s \frac{di_{sc}}{dt} &= e_{sc} - v_{sc} \end{aligned} \quad (\text{II. 68})$$

Le modèle du bus continu s'écrit:

$$\frac{dU_c}{dt} = \frac{1}{C} [i_{cred} - i_{cond}] \quad (\text{II. 69})$$

Avec

$$i_{cred} = \frac{1}{2} S_a i_{sa} + \frac{1}{2} S_b i_{sb} + \frac{1}{2} S_c i_{sc} \quad (\text{II. 70})$$

Où S_a, S_b, S_c sont les fonctions de commutation des bras du redresseur.

En considérant que le convertisseur est réversible, on peut écrire les tensions à la sortie de l'onduleur par la relation suivante [34]:

$$\begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} = \frac{1}{6} U_c \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II. 71})$$

Pour découpler le système différentiel, on peut procéder à un changement de variables sur les fonctions de commutation [1] [35]:

$$\begin{bmatrix} S_a'' \\ S_b'' \\ S_c'' \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (\text{II. 72})$$

Ce changement de variables permet de réécrire l'équation (II.68) sous forme découplée (II.73), les fonctions de commutation n'affectant que le courant correspondant.

$$\begin{aligned} R_s i_{sa} + L_s \frac{di_{sa}}{dt} &= e_{sa} - S_a'' \frac{U_c}{2} \\ R_s i_{sb} + L_s \frac{di_{sb}}{dt} &= e_{sb} - S_b'' \frac{U_c}{2} \\ R_s i_{sc} + L_s \frac{di_{sc}}{dt} &= e_{sc} - S_c'' \frac{U_c}{2} \end{aligned} \quad (\text{II. 73})$$

II.5.4.2.- Modèle de l'onduleur à commande MLI

Le modèle de l'onduleur coté réseau suit le même principe que celui du redresseur coté machine. La connexion au réseau se fait via un filtre. Notons R_f et L_f la résistance et l'inductance du filtre, par v_{resa} , v_{resb} , v_{resc} les tensions des phases du réseau, v_{fa} , v_{fb} , v_{fc} les tensions à la sortie de l'onduleur, i_{fa} , i_{fb} , i_{fc} , les courants traversant les phases

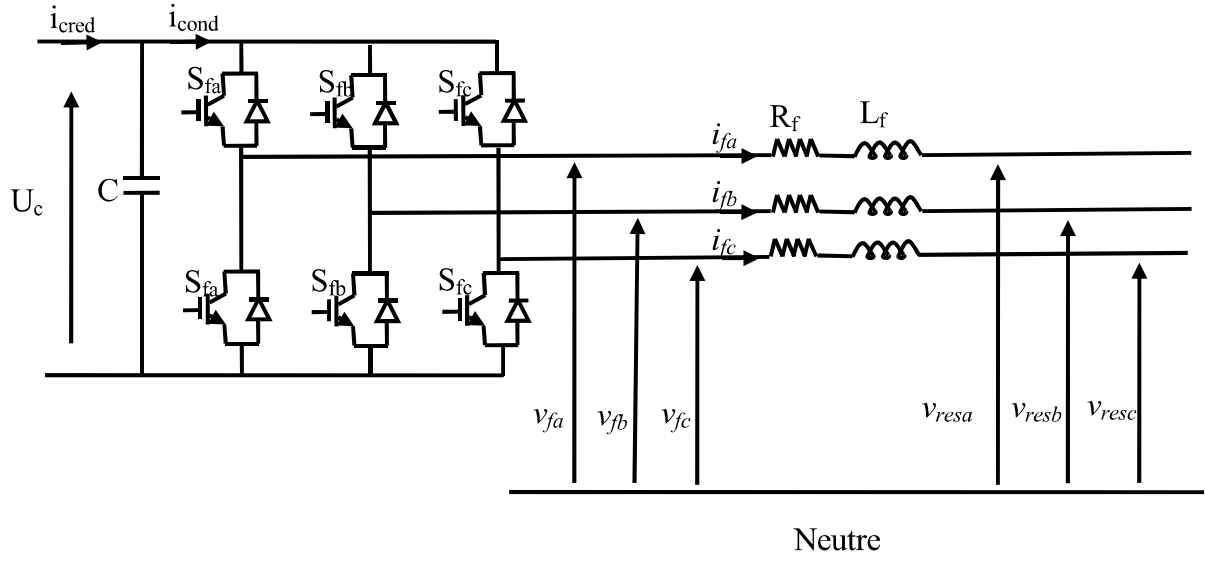


Figure II. 16:Schéma de l'onduleur de tension connecté au réseau

Le modèle de l'onduleur dans le référentiel triphasé vient alors :

$$\begin{aligned} R_f i_{fa} + L_f \frac{di_{fa}}{dt} &= S_{fa} \frac{U_c}{2} - v_{resa} \\ R_f i_{fb} + L_f \frac{di_{fb}}{dt} &= S_{fb} \frac{U_c}{2} - v_{resb} \\ R_f i_{fc} + L_f \frac{di_{fc}}{dt} &= S_{fc} \frac{U_c}{2} - v_{resc} \end{aligned} \quad (\text{II. 74})$$

Le modèle du bus continu est:

$$\frac{dU_c}{dt} = \frac{1}{C} [i_{cred} - i_{cond}] \quad (\text{II. 75})$$

Avec

$$i_{cond} = \frac{1}{2} S_{fa} i_{fa} + \frac{1}{2} S_{fb} i_{fb} + \frac{1}{2} S_{fc} i_{fc} \quad (\text{II. 76})$$

II.6.- Conclusion

Somme toute, ce chapitre a présenté une modélisation des différents éléments des chaines de conversion éolienne et hydrolienne. La chaine de conversion éolienne étudiée comprend une turbine qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur son arbre, une Génératrice Synchrone à Aimants Permanents, un redresseur à commande MLI et un onduleur à commande MLI. Le système hydrolien est composé d'une turbine, une Génératrice Asynchrone à Double Alimentation (GADA), un redresseur à commande MLI et un onduleur à commande MLI. La GADA est connectée au réseau directement via son stator et son rotor y est connecté via les convertisseurs. Le modèle de ces différents éléments est présenté.

Les deux turbines ont suivi le même modèle. Leur différence réside dans la densité des ressources (Air et Eau). Le modèle des machines est présenté dans le repère naturel (a, b, c) puis dans le repère diphasé de Park. Cette transformation est très importante pour la commande. En effet, au lieu d'avoir une commande sur trois axes, on en aura une sur deux axes. Nous avons également présenté des modèles d'état de la MADA. Le chapitre suivant présente la stratégie de commande utilisée pour les deux chaines de conversion.

II.7.- Références bibliographiques

- [1] Laverdure N. « *Intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires* » Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 2005
- [2] Benelghali S. « *Multiphysics modeling and control of marine current turbine systems* » Thèse de doctorat, Université de Bretagne Occidentale.
- [3] Pierre S., Nichita C., Brossard J., Jo C.H. « *Control development of real time emulators for offshore wind power and tidal current hybrid system.* » 17th International conference on system theory, control and computing (joint conference SINTES 17, SACCS 13, SIMSIS 17), Sinaia, Romania, 11-13 October 2013
- [4] Diop A.D. « *Contribution au développement d'un simulateur électromécanique d'aérogénérateur : simulation et commande en temps réel d'une turbine éolienne de puissance moyenne à angle de calage variable* » Thèse de doctorat, Université du Havre, 1999
- [5] Pierre S., Nichita C., Brossard J., Dakyo B. « *Overview and analysis of different offshore wind-tidal hybrid systems as starting points for a real time simulator development* » XIII Spanish Portuguese conference on electrical engineering (XIII CHLIE), Valencia, Spain, July 3-5, 2013
- [6] Nichita C. « *Étude et développement de structures et lois de commande numériques pour la réalisation d'un simulateur de turbine éolienne de 3 kW.* » thèse de doctorat, Université du Havre, 1995.
- [7] Pierre S., Nichita C., Camara M.B., Dakyo B. « *Control strategy of a wind turbine simulation system designed for a hybrid wind-tidal real time emulator.* » 3rd Renewable Power Generation Conference (RPGTM), Naples, Italy, 24-25 September 2014.
- [8] Gaillard A. « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service.* » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [9] Ikni D., Camara M.B., Payman A., Dakyo B. « *Dynamic control of wind energy conversion system* », Ecological vehicles and renewable energies (EVER), 8th international conference and exhibition on, Monaco, 2013
- [10] Lubosny Z. « *Wind turbine operation in electric power systems* » Ed. Springer, 2033
- [11] Hau E. « *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics* » Edition Springer, 2000
- [12] Le Gourières D. « *Les éoliennes : théorie, conception et calcul pratique.* » Ed. Du Moulin Cadiou, 2008

- [13] Aimani S.El « *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension.* » Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2004.
- [14] Boukhezzer B. « *Stratégies de commande pour l'optimisation et la régulation de puissance des éoliennes à vitesse variable.* » Thèse de doctorat, Université Paris XI Orsay, 2006
- [15] Belakehal S. « *Conception et commande des machines à aimants permanents dédiées aux énergies renouvelables* » Thèse de doctorat, Université de Constantine, 2010
- [16] Cardenas-Dobson R. « *Control of wind turbine using a switched reluctance generator* » Thèse de doctorat, Université Nottingham, 1996
- [17] Marty M., Dixneuf D., Gilabert D. G. « *Principes d'électrotechnique* » Ed. Dunod, 2005
- [18] Yin M., Li G., Zhou M. Zhao C. « *Modeling of the wind turbine with a permanent magnet synchronous generator for integration* », Power Engineering Society General Meeting, 2007
- [19] Boyette A. « *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy I, 2006
- [20] Chevassu C. « *Machines électriques : cours et problèmes* » Ecole Nationale Supérieure Maritime, 2011
- [21] Meibody-Tabar F. « *Machines synchrones à aimants permanents alimentées par onduleurs de tension : modélisation, commande et segmentation de puissance* » HDR, Université de Nancy, 2000
- [22] Retif J.M. « *Commande vectorielle des machines asynchrones et synchrones.* », Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2008
- [23] Poitiers F. « *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau.* » Thèse de doctorat, Ecole polytechnique de Nantes, 2003.
- [24] Bennani H. « *Machine asynchrone à double alimentation : les lois de commande en régime permanent.* » Thèse de maîtrise ès Sciences, Université Laval, Québec, 2011.
- [25] Louis J.P. « *Modèles pour la commande des actionneurs électriques.* » Hermès science publications, Lavoisier, 2004
- [26] Vas P. « *Sensorless vector and direct torque control* » Oxford University Press, 1998

- [27] Caron J. P., Hautier J. P. « *Modélisation et commande de la machine asynchrone* » Ed. Technip, 1995
- [28] Lesenne J., Notelet F., Séguier G. « *Introduction à l'électrotechnique approfondie* », Technique de documentation, Paris, 1981.
- [29] state-space.wikispaces.com/file/view/representation+d'etat.doc
- [30] Bouscayrol A. « *Formalismes de représentation et de commande appliqués aux systèmes électromécaniques multimachines multiconvertisseurs.* » Habilitation à diriger des recherches, Université des Sciences et technologies de Lille, 2003
- [31] Jaulin L. « *Représentation d'état pour la modélisation et la commande des systèmes.* » Ed. Lavoisier, 2005
- [32] Gombert C. « *Simulation temps-réel des dispositifs d'électronique de puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique* » Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 2005.
- [33] Laverdure N. « *Modélisation de générateurs éoliens* », DEA, Institut national polytechnique de Grenoble, 2001
- [34] Vechiu I. « *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome.* » Thèse de doctorat, Université du Havre, 2005
- [35] Belakehal S., Bentounsi A., Merzoug M., Benalla H. « *Modélisation et commande d'une génératrice synchrone à aimants permanents dédiée à la conversion de l'énergie éolienne.* » Revue des énergies renouvelables Vol. 13 No 1 (2010) 149-161.

CHAPITRE III

Commande des chaines de conversion éolienne et hydrolienne

« Bèl dan pa vle di zanmi pou sa ».- Proverbe haïtien

*« Le désir c'est la distance à parcourir entre la soif et la fontaine
qui recoule au fur et à mesure qu'on avance vers elle. ».-
Dany Laferrière*

Chapitre III

Commande des chaines de conversion éolienne et hydrolienne

Tables des matières

III.1.- Introduction	89
III.2.- Commande du système éolien	89
III.2.1.- Stratégie de commande de la turbine éolienne	89
III.2.1.1.- Technique de MPPT (extraction du maximum de puissance).....	90
III.2.1.1.1.- Technique de MPPT sans la connaissance du coefficient de puissance.	93
III.2.1.1.2.- Technique MPPT sachant l'expression du coefficient de puissance	94
III.2.1.1.2.1.- Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation	95
III.2.1.1.2.2.- Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.....	97
III.2.1.2.- Limitation de la puissance	99
III.2.1.2.1.- Pitch control	100
III.2.2.- Commande vectorielle de la MSAP.....	101
III.2.3.- Contrôle de la connexion au réseau	103
III.2.3.1.- Calcul des courants de référence	106
III.3.- Commande du système hydrolien.....	108
III.3.1.- Stratégie de commande de la turbine hydrolienne	108
III.3.2.- Commande vectorielle de la MADA	108
III.3.2.1.- Choix du référentiel de modélisation.....	109
III.3.2.2.- Calcul des courants de référence.	112
III.3.3.- Commande de la connexion au réseau.....	114

III.3.3.1.-	Calcul des courants de référence	117
III.3.3.2.-	Contrôle de la tension du bus continu	118
III.4.-	Conclusion.....	120
III.5.-	Références bibliographiques	121

Chapitre III

Commande des chaines de conversion éolienne et hydrolienne

III.1.- Introduction

En vue de rentabiliser un système de conversion d'énergie renouvelable, il doit pouvoir extraire le maximum possible de l'énergie disponible. Pour y arriver, la commande du système est nécessaire. En d'autres termes, la commande d'un système d'énergie renouvelable est très importante pour exploiter le plus possible le système durant sa durée de vie.

Ce chapitre présente une stratégie de contrôle des chaines de conversion éolienne et hydrolienne. La partie III.2 parle de la commande des différentes parties du système éolien jusqu'à sa connexion au réseau. La partie III.3 expose la stratégie de contrôle de la chaine de conversion hydrolienne connectée au réseau.

III.2.- Commande du système éolien

III.2.1.- Stratégie de commande de la turbine éolienne

Une turbine éolienne est conçue pour développer une puissance nominale P_{nom} sur son arbre. Cette puissance est obtenue pour une certaine vitesse de vent appelée vitesse nominale (V_{nom}). Au-delà de la vitesse nominale, la turbine doit se comporter d'une manière telle que la puissance de la turbine ne dépasse pas sa valeur nominale. Pour une vitesse de vent très grande, la structure mécanique de l'éolienne risque d'être brisée. Voilà pourquoi à partir d'une certaine V_{max} , un système de freinage est actionné pour arrêter la turbine. Ces éléments sont présentés sur la figure III.1 [1] [2].

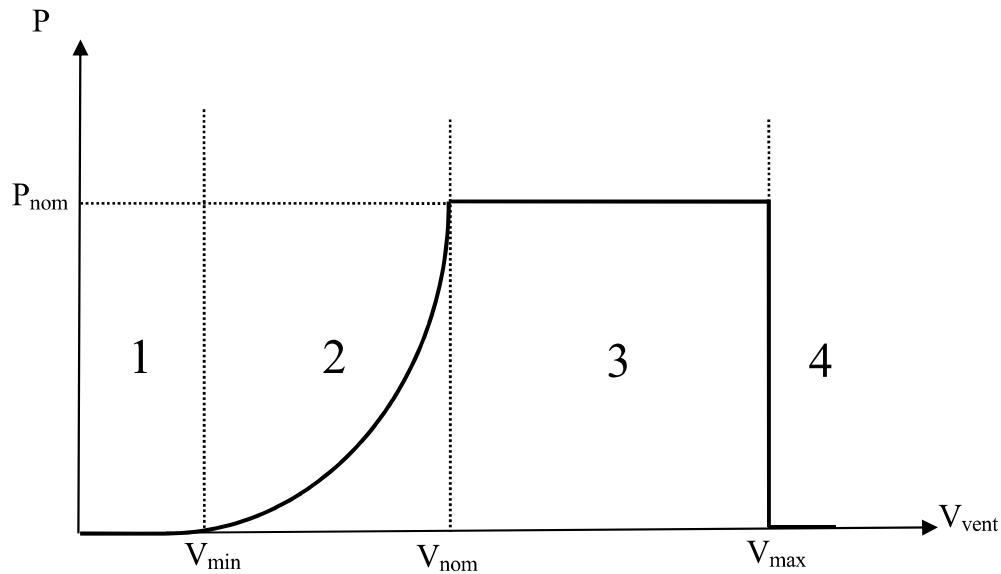


Figure III. 1 : Caractéristique de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent

- La zone 1 est la zone de démarrage de la turbine. En effet, en dessous d'une vitesse de vent minimal nécessaire à son démarrage, la turbine ne fonctionne pas ($P=0$)
- Dans la zone 2, on peut remarquer que la puissance de la turbine augmente en fonction de la vitesse du vent jusqu'à atteindre sa valeur nominale. Dans cette zone, la commande permettra de tirer le maximum de puissance pour une vitesse de vent donné.
- Dans la zone 3, quelle que soit la vitesse du vent comprise entre V_{nom} et V_{max} , la puissance doit rester à sa valeur nominale. Donc, la turbine doit tourner à vitesse constante.
- Dans la zone 4, au-delà de la vitesse maximale, un dispositif de sécurité (système de sureté de fonctionnement) doit être actionné pour éviter que la turbine soit brisée sous l'influence de la force du vent.

III.2.1.1.- Technique de MPPT (extraction du maximum de puissance)

La maximisation (l'optimisation) de la conversion d'énergie (extraction de plus grande quantité possible de la puissance disponible) est un besoin très important pour un système de production d'énergie électrique à partir de sources d'énergie renouvelable, entre autre le système éolien. En effet, cette optimisation est nécessaire non seulement pour maximiser le

rendement énergétique de l'éolienne, mais également pour minimiser le temps de retour sur l'investissement effectué lors de son installation [3].

Considérons la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse de rotation et de la vitesse du vent $P(\Omega, v)$. La figure III. 2 montre que pour chaque valeur de la vitesse du vent, il existe un maximum de puissance mécanique fournie par la turbine [4]. Le lieu géométrique de ces maxima est appelé « Caractéristique des Régimes Optimaux » (CRO). La méthode d'optimisation utilisée doit garder la puissance extraite par la turbine sur la CRO.

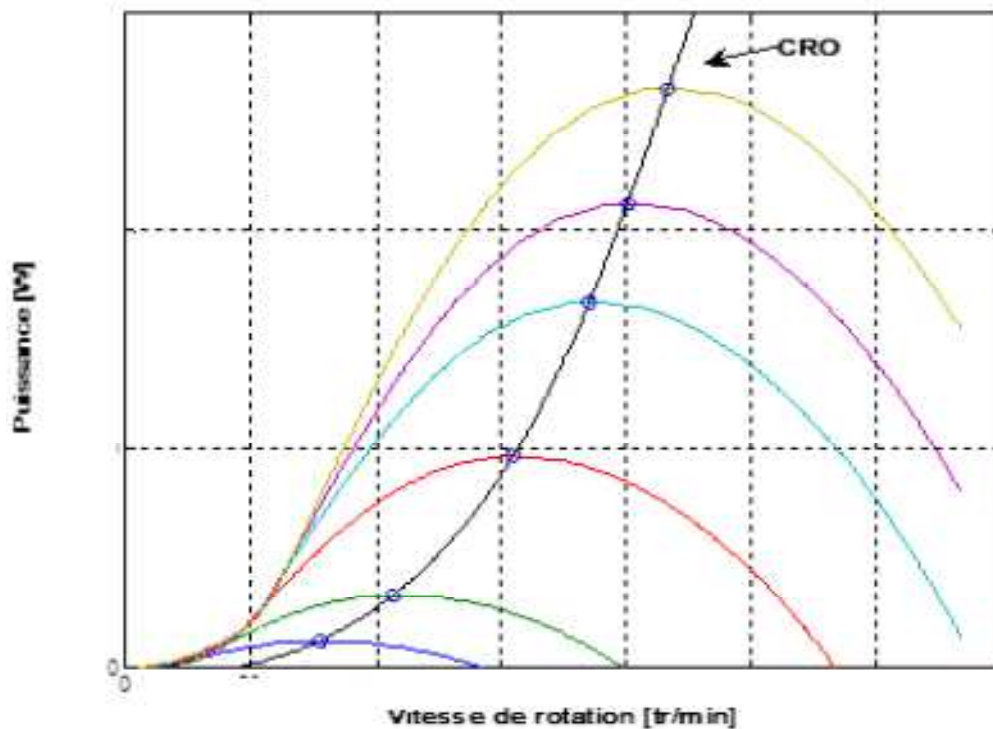


Figure III. 2: Puissance éolienne en fonction de la vitesse de rotation et CRO

En fonction de la stratégie de commande voulue, on peut classer les méthodes de la poursuite du point de puissance maximale (Anglais : Maximum Power Point Tracking) (MPPT) en quatre catégories [4]:

- 1) « Look-up table » de la puissance
- 2) La méthode perturbateur-observateur (P&O)
- 3) Recherche de la vitesse spécifique optimale
- 4) Recherche du couple optimal

Les deux premières sont utilisées dans les cas où la caractéristique statique de la puissance éolienne n'est pas connue ; tandis que les deux dernières se basent sur la connaissance de la caractéristique statique [5].

Chacune de ces méthodes a ses caractéristiques spécifiques qui constituent des avantages ou des inconvénients.

- i. « Look-up table » est une méthode couramment utilisée. Elle nécessite un capteur ou observateur de la vitesse de rotation de la génératrice et un tableau préenregistré qui contient les valeurs de la vitesse de rotation optimale du générateur correspondant à chaque vitesse de vent pour que la puissance développée soit maximale [6] [7] [8].
- ii. Perturbateur-Observateur est une méthode basée sur des algorithmes simples. Elle ne requiert pas une connaissance préalable des caractéristiques de la turbine éolienne. Néanmoins, elle est peu efficace pour un système avec une grande dynamique comme une éolienne. Elle est surtout utilisée pour des systèmes à dynamique plus lente tels que les systèmes photovoltaïques [9] [10].
- iii. La méthode de la recherche de la vitesse spécifique optimale (Anglais : Tip Speed Ratio) (TSR) est une méthode couramment utilisée dans l'industrie. Elle requiert un anémomètre et aussi la connaissance préalable de la vitesse spécifique optimale de la turbine pour réaliser la correspondance entre chaque valeur de la vitesse du vent et la vitesse de rotation de référence respective de la génératrice. C'est une méthode rapide. Ainsi on s'attend à capturer plus d'énergie éolienne que les autres méthodes [11].
- iv. La méthode de la recherche du couple optimal est une variante de la méthode TSR qui utilise la caractéristique de couple. Sa complexité d'implémentation est équivalente à celle des méthodes utilisant le retour d'information de la puissance, sans performances supplémentaires [7].

Autres méthodes :

Certains utilisent les méthodes probabilistes comme celles basées sur les réseaux de neurones ou la logique floue. Ces méthodes nécessitent une longue période d'apprentissage, ce qui les rend peu pratiques pour être utilisées dans les applications temps réel [4] [12] [13].

III.2.1.1.1.- Technique de MPPT sans la connaissance du coefficient de puissance.

Lorsque le coefficient de puissance n'est pas fourni, des algorithmes de comportement sont utilisés pour converger vers le point optimal [14] [15] [16]. Ces algorithmes se basent sur des variations de puissance (ΔP) et de vitesses ($\Delta \Omega$).

Exemple: Si on mesure une augmentation de la puissance ($\Delta P > 0$) suite à un incrément positif de vitesse, on doit continuer à accélérer la voilure ($\Delta \Omega^* > 0$). On se situe dans ce cas sur la partie gauche de la cloche de puissance (Figure III.2). Un dispositif MPPT basé sur les ensembles flous peut être alors réalisé. Le dispositif MPPT à base de mesure de changement de puissance électrique du bus DC (ΔP) et de vitesse de rotation ($\Delta \Omega$) propose un changement ($\Delta \Omega^*$) de la consigne de vitesse de la vitesse de rotation selon les équations suivantes.

$$\Delta P = P(K) - P(K-1) \quad (\text{III. 1})$$

$$\Delta \Omega = \Omega(K) - \Omega(K-1) \quad (\text{III. 2})$$

$$\Omega^* = \Omega(K-1) + \Delta \Omega^*(K) \quad (\text{III. 3})$$

La figure III.2 donne un exemple d'une recherche dans le plan puissance-vitesse de rotation pour une vitesse de rotation donnée.

Exemple de règles :

Si $\Delta P > 0$ et $\Delta \Omega > 0$, alors $\Delta \Omega^* > 0$

Si $\Delta P < 0$ et $\Delta \Omega > 0$, alors $\Delta \Omega^* < 0$

Ainsi, le changement de ΔP résultant de la variation de la vitesse de rotation est soit dans le sens positif soit dans le sens négatif. La valeur de ΔP peut aussi être petite ou au contraire grande. A partir de ce jugement, la valeur de la consigne de vitesse est augmentée ou

diminuée de façon petite ou respectivement grande dans le sens qui permet d'augmenter la puissance. Cette commande permet la recherche du point optimum en se basant sur les observations de l'expert.

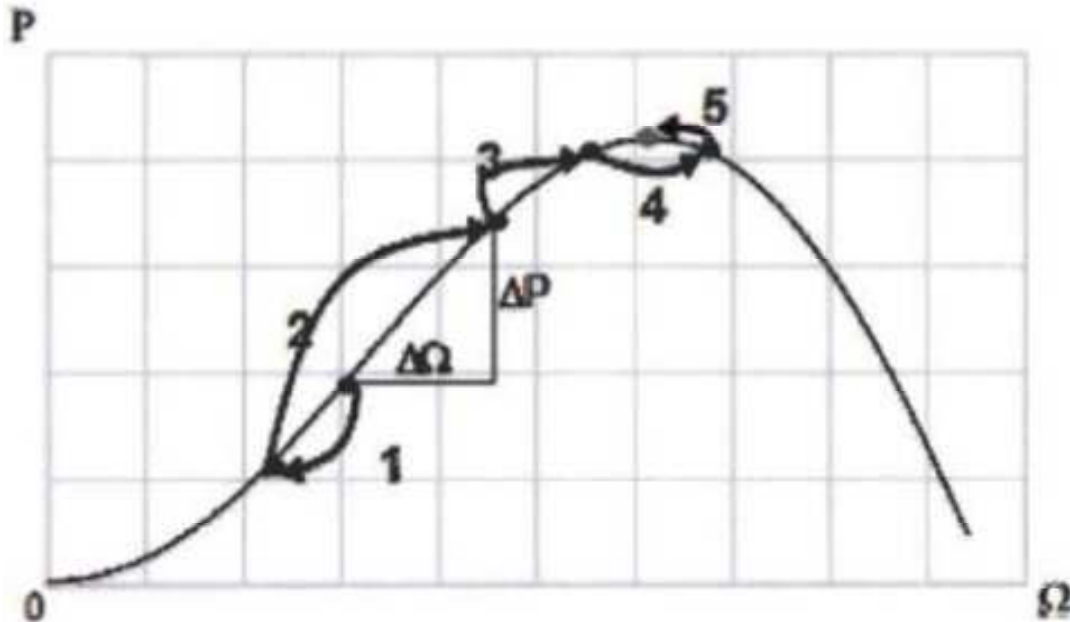


Figure III. 3: Maximisation de la puissance d'une éolienne [14]

III.2.1.1.2.- Technique MPPT sachant l'expression du coefficient de puissance

En sachant l'expression du coefficient de puissance, on peut contrôler le couple électromagnétique de la génératrice en vue de régler à tout instant la vitesse de rotation de telle sorte que la puissance électrique produite soit maximisée. Deux modes de contrôle peuvent être utilisés [17] [18]:

1. Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation
2. Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation

Quel que soit le mode de contrôle utilisé, on suppose que la génératrice et le convertisseur côté machine (CCM) sont idéaux, que le couple électromagnétique de la génératrice est égal à sa valeur de référence quelle que soit la puissance transmise par la turbine.

III.2.1.1.2.1.- Contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation

Ce mode de contrôle consiste à utiliser un régulateur de vitesse qui doit asservir la vitesse mécanique à sa valeur de référence [19] [20]. A la sortie du régulateur, on obtient le couple électromagnétique de référence. Le régulateur a également pour rôle d'atténuer l'impact du couple éolien constituant une perturbation.

Considérons un point de fonctionnement donné (vent ou courant constant). Nous voulons que la puissance mécanique à la sortie de la turbine soit égale à sa valeur maximale. L'expression de la puissance de la turbine (Equation II.3) montre que le coefficient de puissance constitue le rendement de la turbine. Donc, maximiser la puissance de sortie revient à considérer la valeur maximale de C_p . L'équation II.4 souligne que le coefficient de puissance est fonction de l'angle de calage et de la vitesse spécifique. La figure II.3 montre que C_{pmax} est obtenu pour la plus petite valeur de β ($\beta=0^\circ$ dans notre cas).

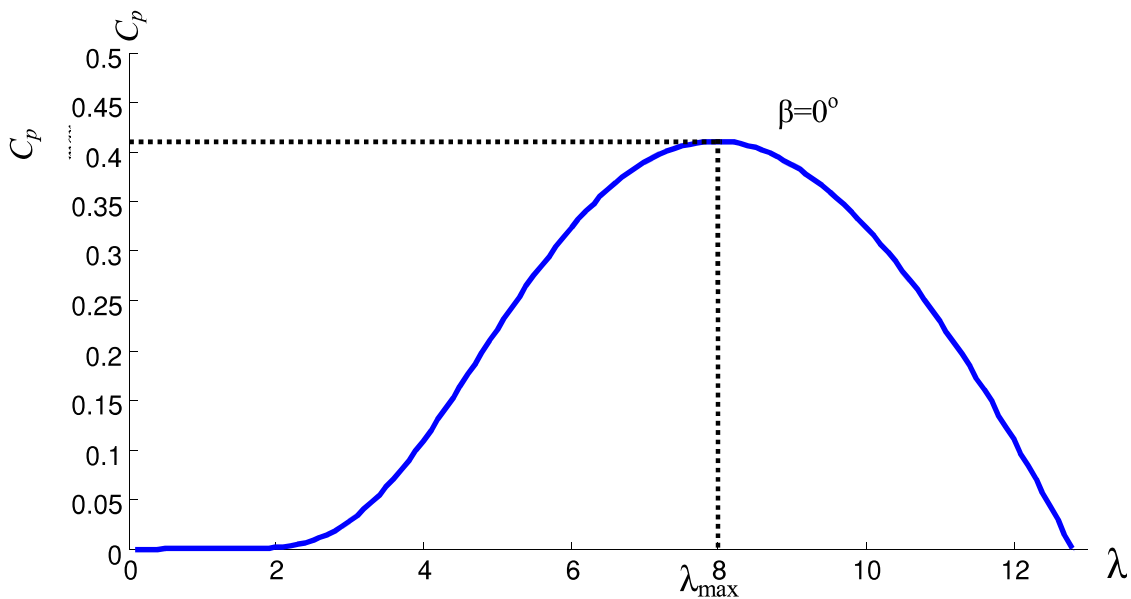


Figure III. 4: C_p en fonction de λ pour $\beta= 0^\circ$

Etant donné que l'angle de calage est fixé, le coefficient est fonction uniquement de la vitesse spécifique. Suivant la figure III.4, C_p atteint sa valeur maximale pour une certaine valeur de la vitesse spécifique λ_{max} .

L'expression définissant la vitesse spécifique (Equation II.4) permet de calculer la vitesse de rotation de référence de la turbine.

$$\Omega_t^* = \frac{\lambda_{max} v}{R} \quad (III. 4)$$

Et la vitesse mécanique de référence de la génératrice est obtenue à l'aide de l'équation du multiplicateur (Equation II.5).

$$\Omega_m^* = G \cdot \Omega_t^* \quad (III. 5)$$

Dès lors, on peut décrire le schéma de contrôle

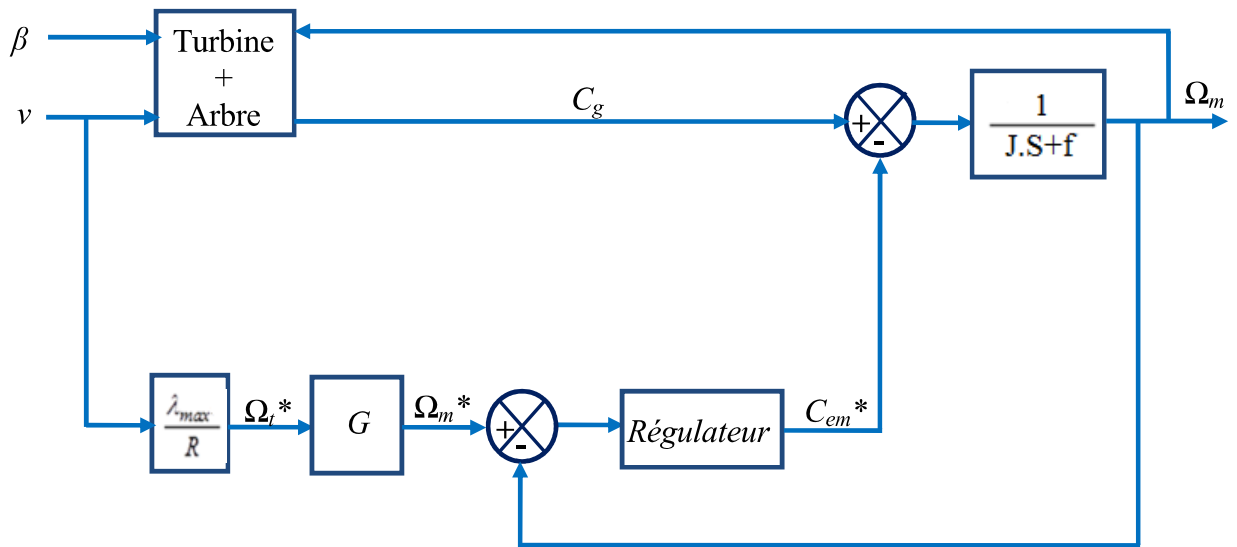


Figure III. 5: Schéma de contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation

Divers types de régulateur peuvent être utilisés pour l'asservissement de la vitesse de rotation.

N.B : A travers ce document, le symbole « * » traduit qu'il s'agit de la référence.

III.2.1.1.2.2.- Contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation.

Suivant la figure III.5, la maximisation de la puissance avec asservissement de la vitesse de rotation requiert une mesure de la vitesse de la ressource. Cette mesure est très difficile à réaliser. En effet, les appareils de mesure utilisés ne donnent qu'une mesure locale de la vitesse qui ne permet pas d'avoir la valeur moyenne apparaissant sur les pales. Voilà pourquoi la majorité des turbines éoliennes ou hydroliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse de rotation.

Ce type de commande est basé sur l'hypothèse que la vitesse de la ressource ne varie presque pas en régime permanent [17]. Cette considération implique que le couple dynamique est négligeable.

A partir de l'équation du couple dynamique (Equation II.29), on peut écrire alors :

$$C_{dyn} = C_g - C_{em} - C_f \approx 0 \quad (\text{III. 6})$$

Considérons le cas où l'effet du couple des frottements visqueux soit négligeable ($C_f \approx 0$) [18]. L'équation III.6 vient alors :

$$C_{em} = C_g \quad (\text{III. 7})$$

Si l'on effectue une mesure de la vitesse mécanique de la machine, l'équation du multiplicateur (Equation II.5) permet d'avoir une estimation de la vitesse de rotation de la turbine :

$$\Omega_{t-est} = \frac{\Omega_m}{G} \quad (\text{III. 8})$$

Comme nous l'avons dit tantôt, une mesure exacte de la vitesse de la ressource est très difficile. L'équation de la vitesse spécifique (Equation II.4) permet alors de l'estimer.

$$v_{est} = \frac{R.\Omega_{t-est}}{\lambda} \quad (III. 9)$$

A partir de l'équation de la puissance (Equation II.3) et sachant que le couple est égal au quotient de la puissance par la vitesse de rotation, on peut écrire l'équation du couple de la turbine estimé :

$$C_{t-est} = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho \pi R^2 v_{est}^3}{\Omega_{t-est}} \quad (III. 10)$$

En reliant les équations de la vitesse spécifique (II.3), (III.7), (III.8), (III.9) et (III.10), on obtient l'équation du couple électromagnétique de référence:

$$C_{em}^* = \frac{1}{2} \frac{C_p \rho \pi R^5 \Omega_m^2}{\lambda^3 . G^3} \quad (III. 11)$$

Suivant la figure III.4, pour extraire le maximum de puissance, on doit fixer la vitesse spécifique à sa valeur optimale (λ_{max}). Ce qui correspond à un rendement maximal (C_{pmax}). L'équation permettant de calculer le couple électromagnétique de référence prend alors la forme suivante :

$$C_{em}^* = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax} \rho \pi R^5 \Omega_m^2}{\lambda_{max}^3 . G^3} \quad (III. 12)$$

On peut remarquer que le couple électromagnétique de référence est proportionnel au carré de la vitesse mécanique de la machine. On peut donc écrire :

$$C_{em}^* = \alpha . \Omega_m^2 \quad \text{Avec} \quad \alpha = \frac{1}{2} \frac{C_{pmax} \rho \pi R^5}{\lambda_{max}^3 . G^3} \quad (III. 13)$$

Le schéma de contrôle peut alors être décrit :

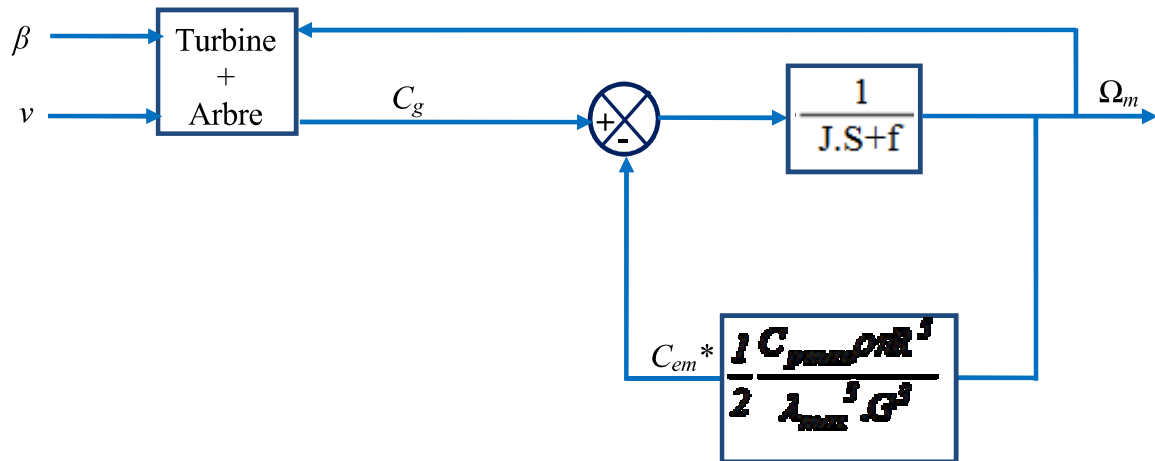


Figure III. 6: Schéma de contrôle MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation

III.2.1.2.- Limitation de la puissance

Comme c'est illustré dans la partie 3 de la figure III.1, à partir d'une certaine vitesse de vent (V_{nom}), la puissance extraite par l'éolienne doit demeurer constante en dépit du fait que la vitesse du vent augmente. Ceci est dû au fait que la machine électrique couplée à la turbine ne peut pas dépasser une certaine vitesse de rotation. Voilà pourquoi, il faut un système de contrôle pour limiter la puissance de l'éolienne.

Les constructeurs utilisent deux systèmes de contrôle pour limiter la puissance extraite par la génératrice à sa valeur nominale :

- Un système de décrochage aérodynamique consistant à concevoir les pales avec une forme permettant d'augmenter les pertes de portance à partir d'une certaine vitesse de vent.
- Un système d'orientation des pales permettant de modifier l'angle de calage des pales suivant la vitesses du vent en vue de maintenir la puissance extraite par la génératrice à sa valeur nominale.

Le système de décrochage aérodynamique est généralement utilisé dans le cas des éoliennes de petite puissance à vitesse fixe. Les constructeurs justifient ce choix par le fait que ce système est plus économique. Le système d'orientation des pales est surtout utilisé par les

dispositifs de grande puissance à vitesse variable. Dans ce dernier cas, la pale est tournée à l'aide d'un dispositif de commande connu sous l'anglicisme « pitch control » [22].

En comparant les deux systèmes, le « pitch control » présente de nombreux avantages notamment [21]:

- Il permet une plus importante production d'énergie à fortes vitesses de vent
- Il permet un contrôle actif de puissance pour de larges variations de vitesse.
- Il facilite le freinage
- Il réduit les efforts mécaniques lors de fonctionnement sous puissance nominale et sous grandes vitesses.

Dans le cadre de notre travail, nous utilisons le pitch control

III.2.1.2.1.- Pitch control

Le pitch control fait appel à deux boucles de régulation : le contrôle de la puissance et le contrôle du positionnement des pales [18] [14] [23]. Le contrôle de la puissance a pour but de générer l'angle de calage de référence. En contrôlant le positionnement des pales, on obtient la vitesse des pales autour de leur axe.

La figure suivante présente le principe du pitch control

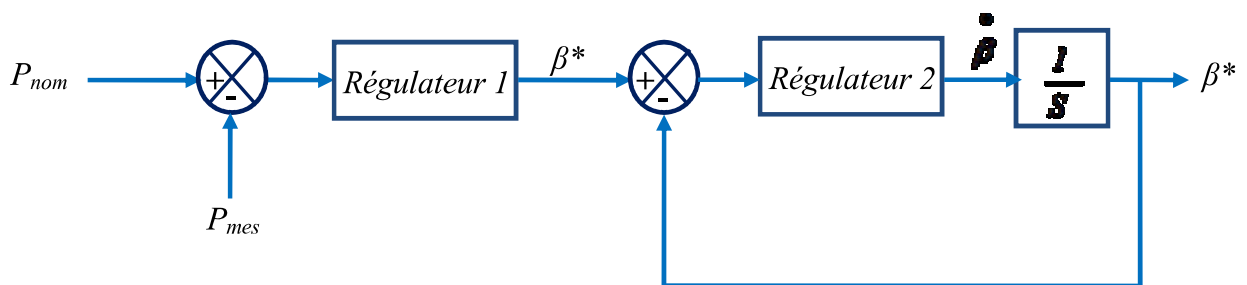


Figure III. 7: Schéma de principe du contrôle de l'angle de calage

Avec:

β^* : Angle de calage de référence

$\dot{\beta}$: Variation de l'angle de calage

P_{nom} : Puissance nominale de la turbine

P_{mes} : Puissance mesurée de la turbine

III.2.2.- Commande vectorielle de la MSAP

Cette section présente le contrôle de la machine synchrone à aimants permanents plus spécialement du convertisseur côté machine (CCM)

L'équation II.18 montre que les courants i_d et i_q sont simultanément dépendants des tensions v_d et v_q . Il en résulte donc un système couplé avec deux entrées et deux sorties. Afin de procéder à des commandes monovariabiles, utilisons un procédé de découplage.

Le principe de découplage consiste à définir deux nouvelles variables v_{d1} et v_{q1} telles que [24] :

$$\begin{aligned} v_{d1} &= R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \\ v_{q1} &= R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} \end{aligned} \quad (III. 14)$$

Posons

$$\begin{aligned} e_d &= -L_q \frac{d\theta}{dt} i_q \\ e_q &= L_d \frac{d\theta}{dt} i_d + \frac{d\theta}{dt} \varphi_{fsd} \end{aligned} \quad (III. 15)$$

En mettant en relation (II.18), (III.14) et (III.15), on a alors :

$$\begin{aligned} v_d &= v_{d1} + e_d \\ v_q &= v_{q1} + e_q \end{aligned} \quad (III. 16)$$

A partir de l'équation III.14, chaque courant peut être contrôlé par son propre régulateur. Les tensions e_d et e_q seront alors les perturbations à compenser. Les boucles de régulation peuvent être écrites alors :

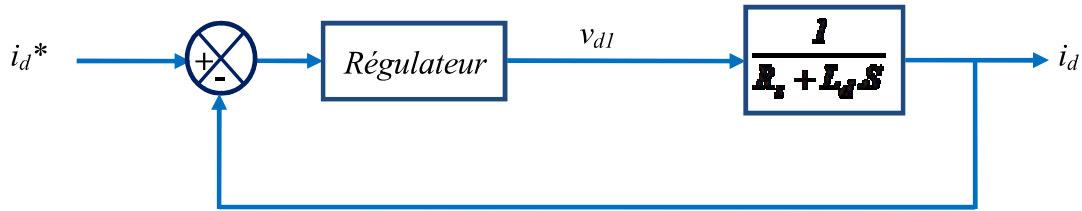


Figure III. 8: Boucle de régulation du courant i_d de la MSAP

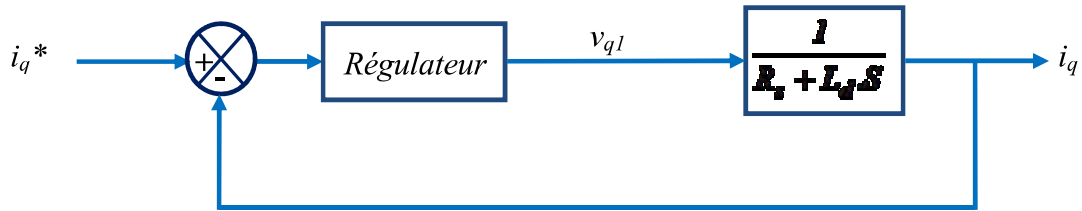


Figure III. 9: Boucle de régulation du courant i_q de la MSAP

Une stratégie de contrôle couramment utilisée impose le courant de référence i_d^* égal à zéro [25] [26]. Ce mode de contrôle permet de réduire les pertes joules. Le courant de référence i_q^* est calculé à partir du couple électromagnétique (équation II.28).

$$i_q^* = \frac{C_{em}^*}{p \cdot \varphi_{fsd}} \quad (\text{III. 17})$$

Rappel : le couple électromagnétique de référence s'obtient à partir du contrôle de la turbine.

La figure suivante résume la stratégie de contrôle de la MSAP ou encore le contrôle du convertisseur coté MSAP.

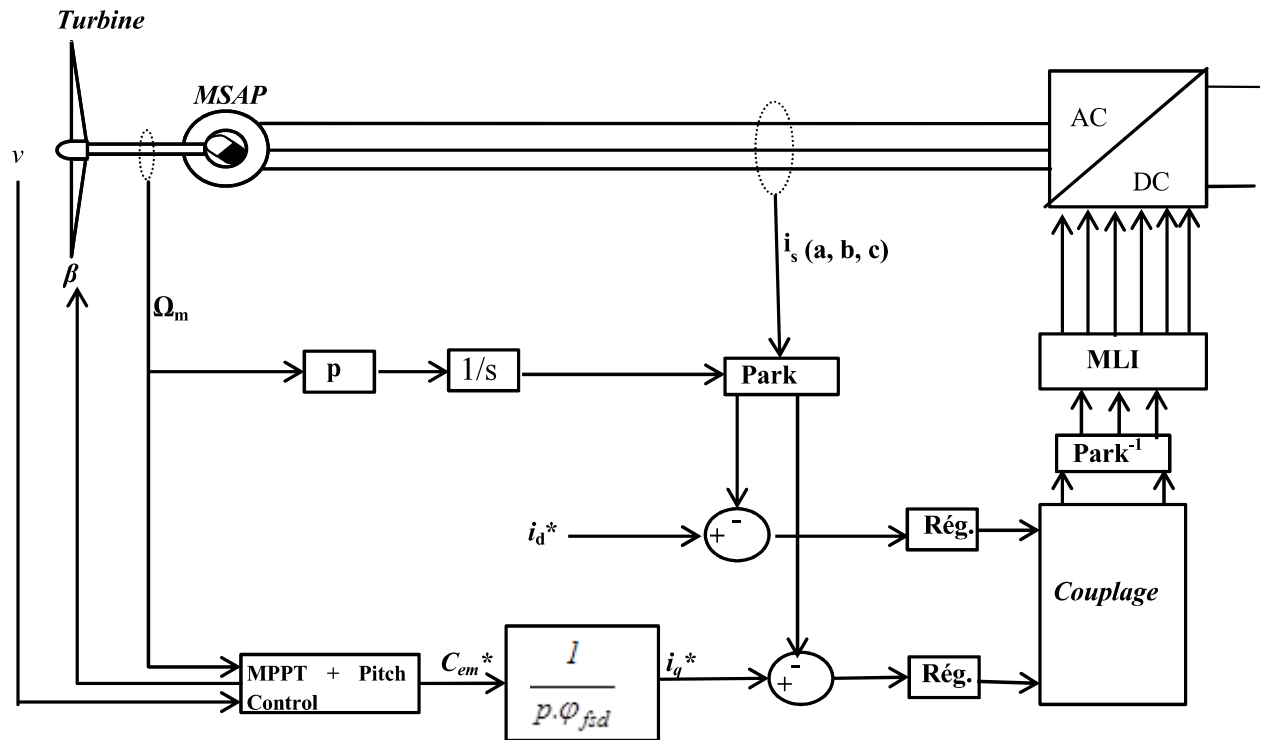


Figure III. 10: Stratégie de commande du système éolien

III.2.3.- Contrôle de la connexion au réseau

Le convertisseur côté réseau (CCR) a pour but de faire transiter les puissances active et réactive du système au réseau. Il est utilisé également pour contrôler le bus continu afin d'avoir une tension continue élevée.

Reprenons le schéma de la connexion du système éolien au réseau.

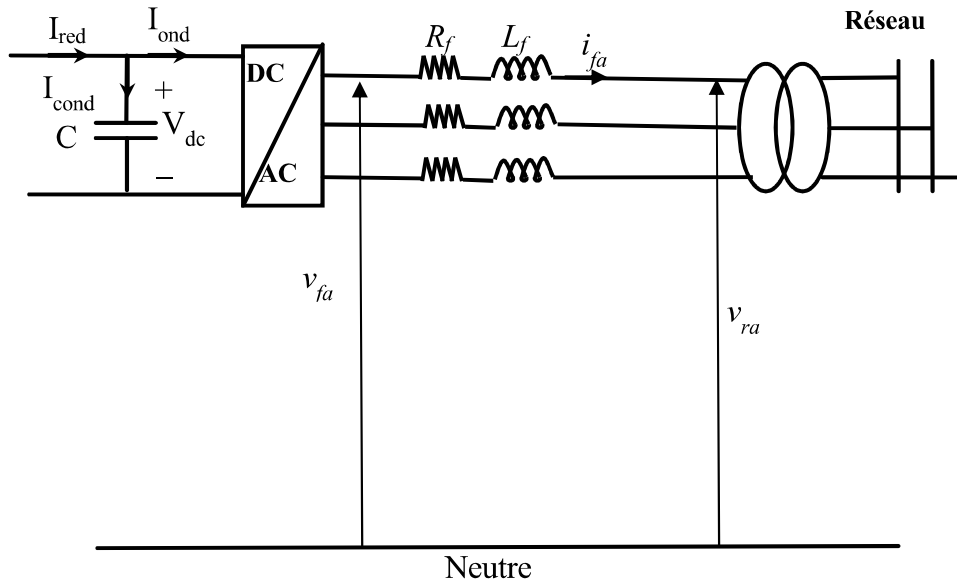


Figure III. 11: Connexion du système éolien au réseau

Avec :

I_{red} : Courant à la sortie du redresseur

I_{ond} : Courant à l'entrée de l'onduleur

I_{cond} : Courant de perte dans le condensateur

v_{fa}, v_{fb}, v_{fc} : Tension triphasée à la sortie de l'onduleur

R_f, L_f : Résistance et inductance du filtre

i_{fa}, i_{fb}, i_{fc} : Courant triphasé traversant le filtre

v_{ra}, v_{rb}, v_{rc} : Tension triphasé au niveau du réseau

La loi des mailles de Kirchhoff permet d'écrire :

$$\begin{aligned} v_{fa} &= v_{ra} + R_f i_{fa} + L_f \frac{di_{fa}}{dt} \\ v_{fb} &= v_{rb} + R_f i_{fb} + L_f \frac{di_{fb}}{dt} \\ v_{fc} &= v_{rc} + R_f i_{fc} + L_f \frac{di_{fc}}{dt} \end{aligned} \quad (III. 18)$$

En appliquant la transformée de Park à l'équation III.18, on obtient :

$$\begin{aligned} v_{fd} &= v_{rd} + R_f i_{fd} + L_f \frac{di_{fd}}{dt} - \omega_r L_f i_{fq} \\ v_{fq} &= v_{rq} + R_f i_{fq} + L_f \frac{di_{fq}}{dt} + \omega_r L_f i_{fd} \end{aligned} \quad (\text{III. 19})$$

Avec

ω_r : Pulsation du réseau

Nous pouvons remarquer que les tensions v_{fd} et v_{fq} dépendent à la fois de i_{fd} et i_{fq} .
Procédons donc à un découplage.

Posons :

$$\begin{cases} e_{fd} = -\omega_r L_f i_{fq} + v_{rd} \\ e_{fq} = \omega_r L_f i_{fd} + v_{rq} \end{cases}$$

L'équation III.19 s'écrit alors:

$$\begin{aligned} v_{fd} &= R_f i_{fd} + L_f \frac{di_{fd}}{dt} + e_{fd} \\ v_{fq} &= R_f i_{fq} + L_f \frac{di_{fq}}{dt} + e_{fq} \end{aligned} \quad (\text{III. 20})$$

En considérant les termes de couplage comme perturbations à compenser, nous remarquons que chaque courant peut être contrôlé par son propre régulateur.

Les boucles de régulation sont alors :

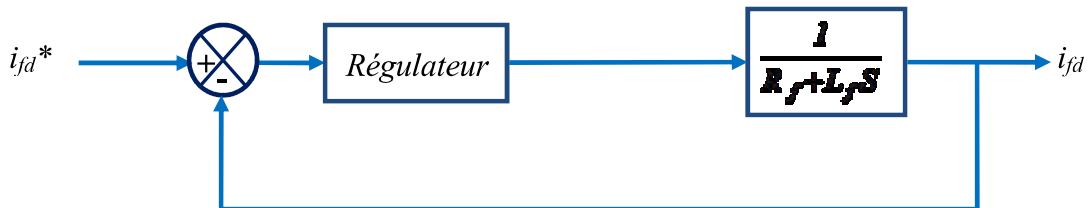


Figure III. 12: Boucle de régulation du courant id traversant le filtre de l'éolienne

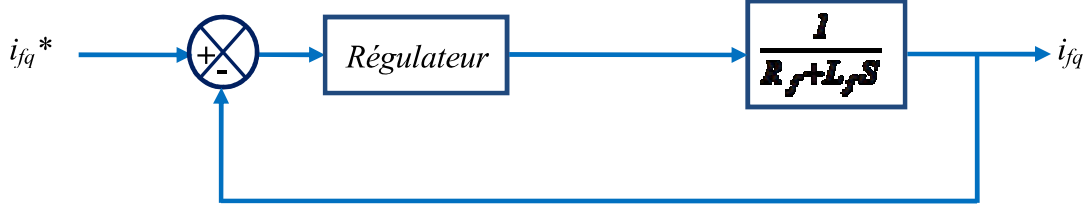


Figure III. 13: Boucle de régulation du courant i_q traversant le filtre de l'éolienne

III.2.3.1.- Calcul des courants de référence

Les puissances active et réactive transmises au réseau se calculent par les relations suivantes :

$$\begin{cases} P_r = (v_{rd} i_{fd} + v_{rq} i_{fq}) \\ Q_r = (v_{rq} i_{fd} - v_{rd} i_{fq}) \end{cases} \quad (\text{III. 21})$$

Afin d'injecter la puissance de la machine au réseau, la tension à la sortie de l'onduleur doit être synchronisée à la fréquence du réseau [26]. Un dispositif couramment utilisé pour satisfaire cette condition est connu sous l'anglicisme « Phase Locked Loop » (PLL).

Le PLL impose en général qu'une composante de la tension du réseau dans le repère de Park soit maintenue à zéro [27]. Considérons que ce soit la composante quadratique ($v_{rq} = 0$) [26]. Cette considération permet de découpler le système des puissances où la puissance active et réactive dépendent simultanément des deux composantes des courants dans le repère de Park.

L'équation III.21 vient alors :

$$\begin{cases} P_r = v_{rd} i_{fd} \\ Q_r = -v_{rd} i_{fq} \end{cases} \quad (\text{III. 22})$$

Ce dernier système montre que le courant direct de référence peut résulter du contrôle de la puissance active et la composante quadratique du contrôle de la puissance réactive.

En négligeant, les pertes au niveau du bus continu, l'onduleur et du filtre, la puissance active transmise au réseau est la même qu'au niveau du bus continu en régime permanent. Il en résulte alors :

$$V_{dc} I_{ond} = v_{rd} i_{fd} \quad (\text{III. 23})$$

Cette dernière relation atteste que le courant direct de référence s'obtient à partir du contrôle de la tension du bus continu.

Le schéma du contrôle de la connexion au réseau est alors :

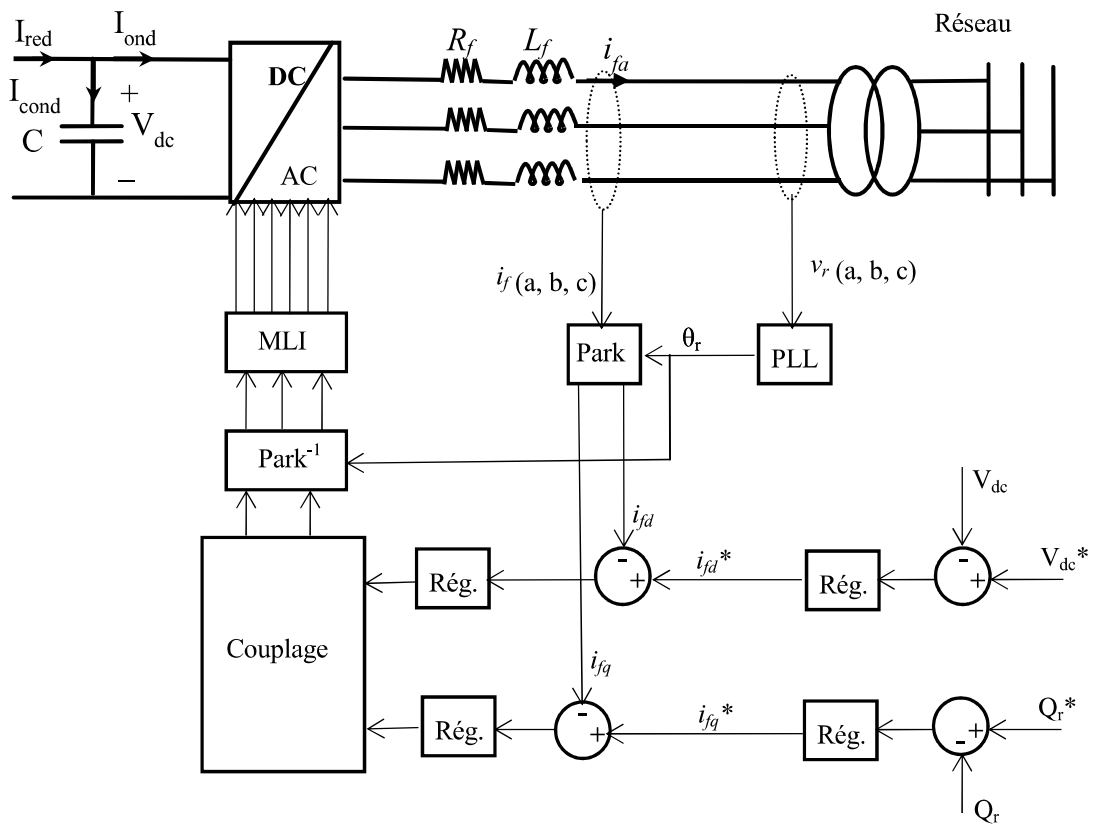


Figure III. 14: Contrôle de la connexion de l'éolienne au réseau

En combinant les contrôles de la MSAP et de la connexion au réseau, on peut construire le schéma de principe de la commande du système global.

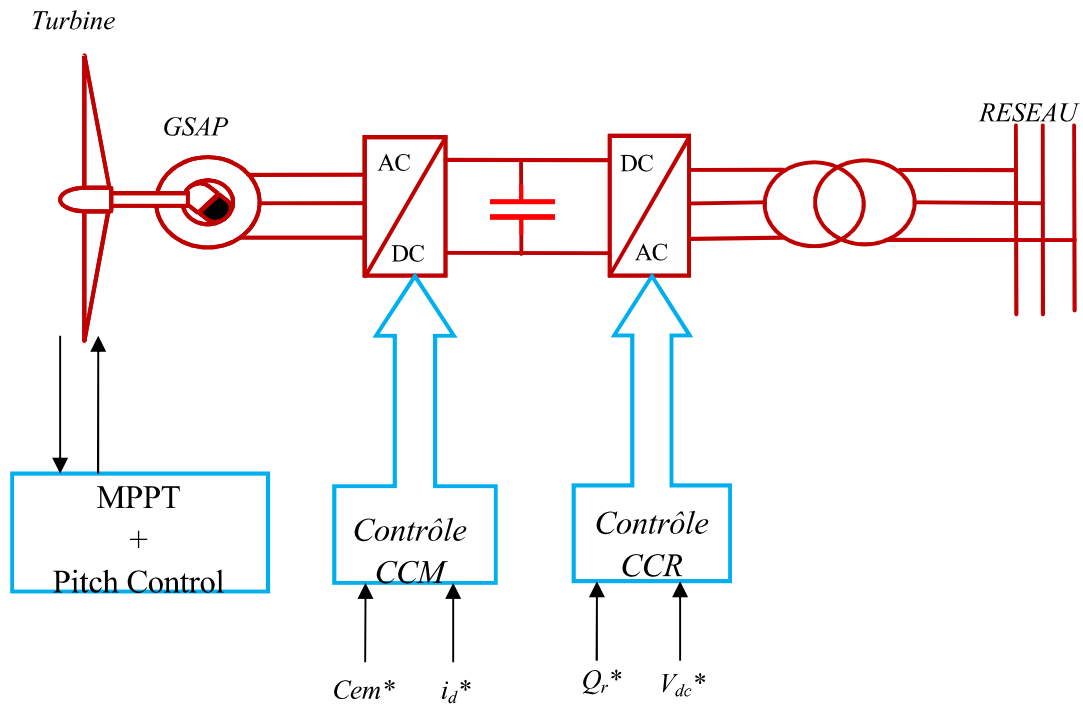


Figure III. 15: Schéma de principe de la commande d'une éolienne à base de machine synchrone à aimants permanents

III.3.- Commande du système hydrolien

Comme c'est indiqué au chapitre II, nous considérons le cas d'une chaîne de conversion hydrolienne avec une machine asynchrone à double alimentation (MADA)

III.3.1.- Stratégie de commande de la turbine hydrolienne

La commande de la turbine hydrolienne suit le même principe que celle de la turbine éolienne. En effet, cette commande prend en compte à la fois le contrôle MPPT et le pitch control dans le cas d'une turbine à angle de calage variable. Dans le cas d'une turbine à angle de calage fixe, seul le contrôle MPPT est considéré. Dans ce dernier cas, le coefficient de puissance est fonction uniquement de la vitesse spécifique.

III.3.2.- Commande vectorielle de la MADA

Dans cette partie, nous traitons la commande de la MADA, plus particulièrement du convertisseur coté machine (CCM).

III.3.2.1.- Choix du référentiel de modélisation

Le champ statorique tourne, en régime permanent, à la vitesse de synchronisme [17]. Il est symbolisé par le vecteur flux statorique qui donne une idée visuelle de la phase et de l'amplitude du flux.

Choisissons le référentiel diphasé dq lié au champ tournant statorique et plaçons le vecteur flux statorique sur l'axe d (figure III.17) [28] [22]. Il en résulte alors :

$$\begin{cases} \frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s \\ \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_r \\ \frac{d\theta_e}{dt} = \omega_e = \omega_s - \omega_r = p\Omega_m \end{cases} \quad (\text{III. 24})$$

Avec:

ω_s : Pulsation statorique

ω_r : Pulsation rotorique

ω_e : Pulsation électrique entre les bobinages rotorique et statorique.

Et le flux s'écrit alors :

$$\begin{cases} \varphi_{sq} = 0 \\ \varphi_{sd} = \varphi_s \end{cases} \quad (\text{III. 25})$$

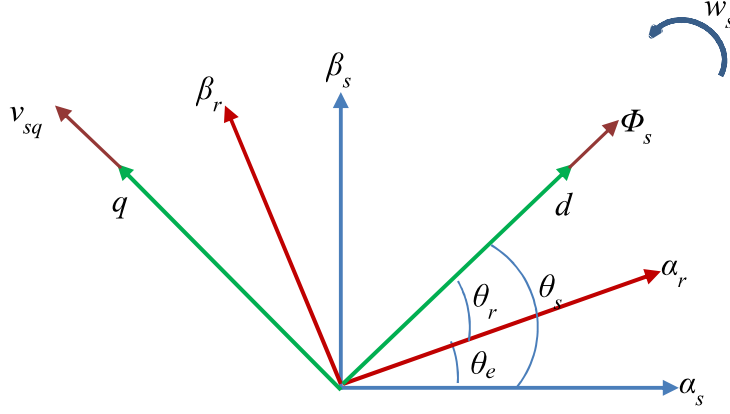


Figure III. 16: Référentiel diphase dq lié au champ tournant statorique

Considérons l'équation II.36. Etant données les génératrices de fortes puissances utilisées dans les chaines éoliennes, on peut négliger la résistance statorique [22] [29] [17]. On a alors :

$$\begin{cases} v_{sa} \approx \frac{d\varphi_{sa}}{dt} \\ v_{sb} \approx \frac{d\varphi_{sb}}{dt} \\ v_{sc} \approx \frac{d\varphi_{sc}}{dt} \end{cases} \quad (\text{III. 26})$$

Suivant l'équation III.26, la tension et le flux statoriques tournent à la même vitesse. Toutefois, la tension statorique est en avance de $\pi/2$ sur le flux statorique. En considérant le flux statorique constant, on peut écrire :

$$\begin{aligned} v_{sd} &= 0 \\ v_{sq} &= V_s \sqrt{3} = U_s \end{aligned} \quad (\text{III. 27})$$

Le modèle de la MADA avec orientation du flux statorique dans le repère de Park vient alors :

$$\begin{aligned}
 v_{sd} &= 0 \\
 v_{sq} &= V_s \sqrt{3} = U_s \\
 v_{rd} &= R_r i_{rd} + \frac{d\varphi_{rd}}{dt} - \varphi_{rq} \cdot \omega_r \\
 v_{rq} &= R_r i_{rq} + \frac{d\varphi_{rq}}{dt} + \varphi_{rd} \cdot \omega_r
 \end{aligned} \tag{III. 28}$$

Avec

V_s : Tension de phase du réseau

U_s : Tension de ligne du réseau

On peut déduire les expressions des courants statoriques, sachant celles des flux (équation II.46).

$$\begin{aligned}
 i_{sd} &= \frac{\varphi_s - M \cdot i_{rd}}{L_s} \\
 i_{sq} &= -\frac{M}{L_s} \cdot i_{rq}
 \end{aligned} \tag{III. 29}$$

En les remplaçant dans les expressions des flux rotoriques (équation II.46), on a alors:

$$\begin{aligned}
 \varphi_{rd} &= \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{rd} + \frac{M}{L_s} \cdot \varphi_{sd} = \sigma \cdot L_r \cdot i_{rd} + \frac{M}{L_s} \varphi_{sd} \\
 \varphi_{rq} &= \left(L_r - \frac{M^2}{L_s} \right) i_{rq} = \sigma \cdot L_r \cdot i_{rq}
 \end{aligned} \tag{III. 30}$$

Avec $\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s \cdot L_r}$: Coefficient de dispersion

En remplaçant les flux rotoriques dans les équations des tensions (III.28), on obtient :

$$\begin{aligned}
 v_{rd} &= R_r i_{rd} + \sigma \cdot L_r \frac{di_{rd}}{dt} + e_{rd} \\
 v_{rq} &= R_r i_{rq} + \sigma \cdot L_r \frac{di_{rq}}{dt} + e_{rq} + e_\phi
 \end{aligned} \tag{III. 31}$$

Avec:

$$\begin{cases} e_{rd} = -\omega_r \cdot \sigma \cdot L_r i_{rq} \\ e_{rq} = \omega_r \cdot \sigma \cdot L_r i_{rd} \\ e_\phi = \omega_r \frac{M}{L_s} \cdot \varphi_{sd} \end{cases} \quad (\text{III. 32})$$

A partir de ces équations, on constate que chaque courant peut être contrôlé avec son propre régulateur. Les perturbations à compenser sont les termes de couplage e_{rd} , e_{rq} , e_ϕ .

Les boucles de régulation peuvent être écrites alors :

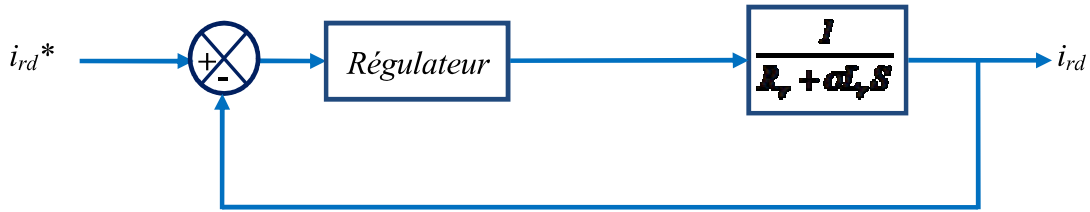


Figure III. 17: Boucle de régulation du courant i_{rd} de la MADA

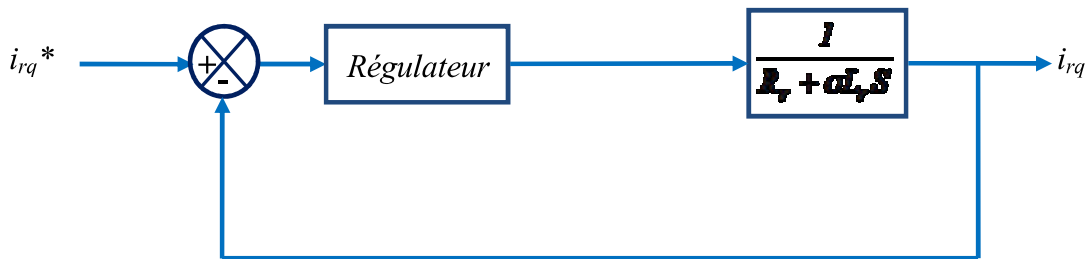


Figure III. 18: Boucle de régulation du courant i_{rq} de la MADA

III.3.2.2.- Calcul des courants de référence.

Les puissances statoriques active et réactive de la MADA s'expriment respectivement par les relations suivantes III.33 et III.34 :

$$P_s = v_{sd} i_{sd} + v_{sq} i_{sq} \quad (\text{III. 33})$$

$$Q_s = v_{sq} i_{sd} - v_{sd} i_{sq} \quad (\text{III. 34})$$

Tenant compte des relations III.28 et III. 29, les puissances statoriques active et réactive s'écrivent alors :

$$P_s = -v_{sq} \frac{M}{L_s} i_{rd} \quad (\text{III. 35})$$

$$Q_s = v_{sq} \frac{\varphi_{sd}}{L_s} - v_{sd} \frac{M}{L_s} i_{rq} \quad (\text{III. 36})$$

Les relations III.35 et III.36 montrent que le courant i_{rd} (respectivement i_{rq}) de référence peut être obtenu par le contrôle de la puissance statorique active (respectivement réactive).

D'autre part, le couple électromagnétique exprimé par la relation III.130 devient :

$$C_{em} = -p \frac{M}{L_s} \varphi_{sd} i_{rq} \quad (\text{III. 37})$$

Cette dernière expression montre que le courant i_{rq} de référence peut être obtenu également à partir du couple électromagnétique. Ce dernier provient du contrôle MPPT.

Nous pouvons dès lors présenter le schéma de principe du contrôle du convertisseur côté MADA.

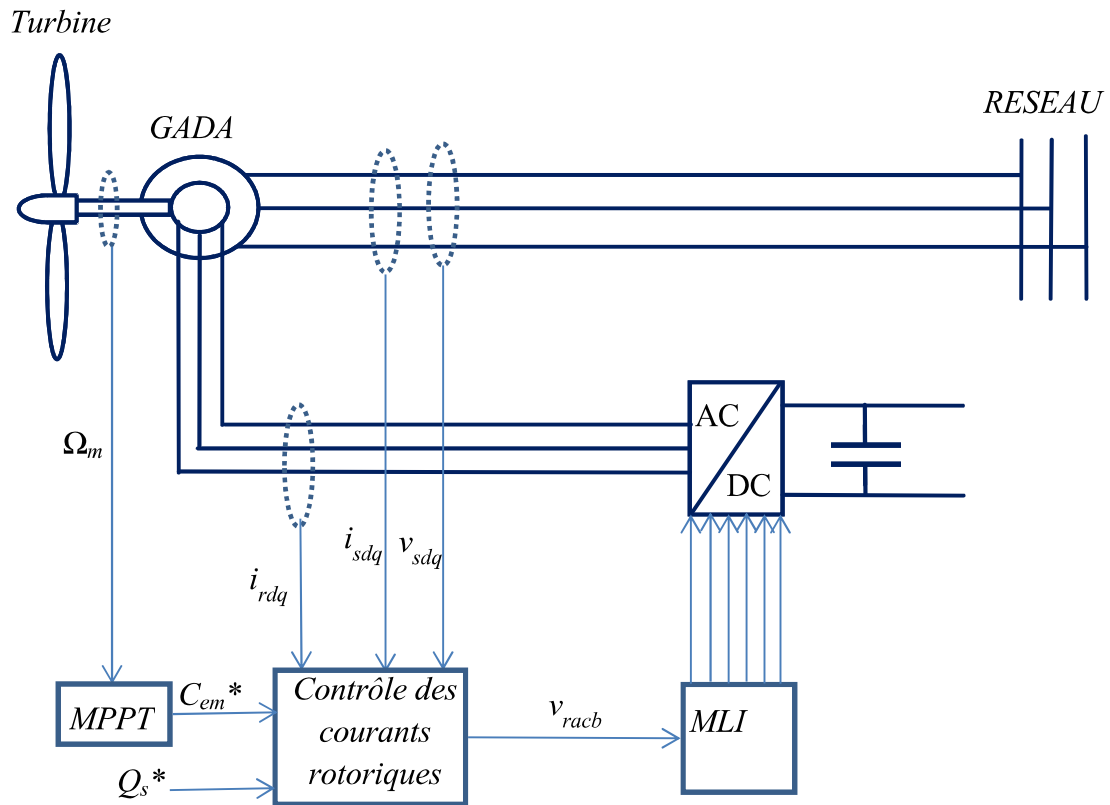


Figure III. 19: Schéma de principe du contrôle du convertisseur côté MADA

N.B : on fait l'hypothèse que le flux φ_{sd} est constant (cette hypothèse se vérifie dans le cas d'un réseau stable connecté au stator de la MADA).

III.3.3.- Commande de la connexion au réseau

Reprenons le schéma de la connexion au réseau

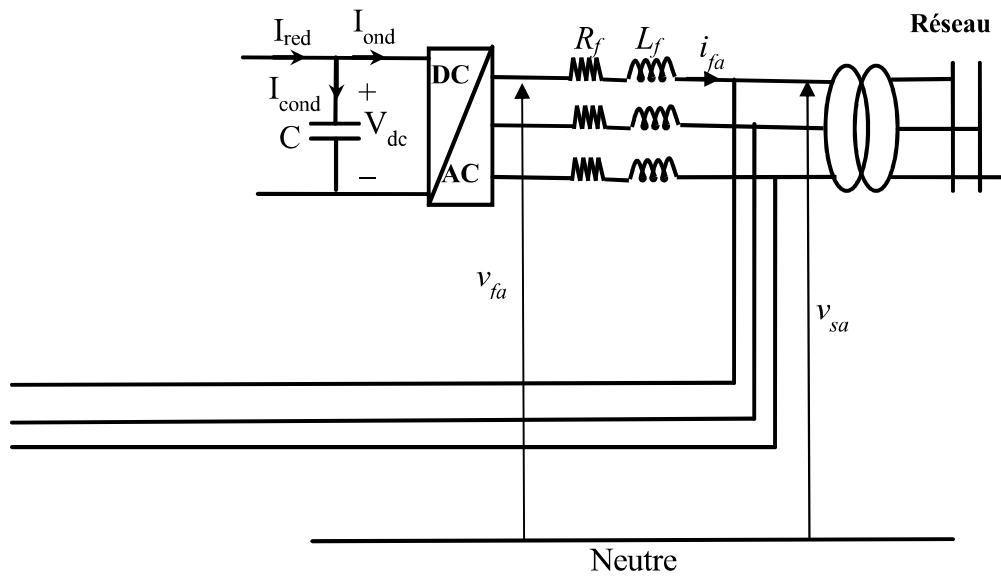


Figure III. 20: Connexion de l'hydrolienne au réseau

Avec :

I_{red} : Courant à la sortie du redresseur

I_{ond} : Courant à l'entrée de l'onduleur

I_{cond} : Courant de perte dans le condensateur

v_{fa}, v_{fb}, v_{fc} : Tension triphasée à la sortie de l'onduleur

R_f, L_f : Résistance et inductance du filtre

i_{fa}, i_{fb}, i_{fc} : Courant triphasé traversant le filtre

v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} : Tension statorique triphasée de la MADA

La loi des mailles de Kirchhoff permet d'écrire :

$$\begin{aligned}
 v_{fa} &= v_{sa} + R_f i_{fa} + L_f \frac{di_{fa}}{dt} \\
 v_{fb} &= v_{sb} + R_f i_{fb} + L_f \frac{di_{fb}}{dt} \\
 v_{fc} &= v_{sc} + R_f i_{fc} + L_f \frac{di_{fc}}{dt}
 \end{aligned} \tag{III. 38}$$

En appliquant la transformée de Park à l'équation III.38, on obtient :

$$\begin{aligned}
 v_{fd} &= v_{sd} + R_f i_{fd} + L_f \frac{di_{fd}}{dt} - \omega_s L_f i_{fq} \\
 v_{fq} &= v_{sq} + R_f i_{fq} + L_f \frac{di_{fq}}{dt} + \omega_s L_f i_{fd}
 \end{aligned} \tag{III. 39}$$

Dans le repère dq lié au champ tournant statorique $v_{sd} = 0$. L'équation III.39 vient alors:

$$\begin{aligned}
 v_{fd} &= R_f i_{fd} + L_f \frac{di_{fd}}{dt} - \omega_s L_f i_{fq} \\
 v_{fq} &= v_{sq} + R_f i_{fq} + L_f \frac{di_{fq}}{dt} + \omega_s L_f i_{fd}
 \end{aligned} \tag{III. 40}$$

On peut remarquer que les tensions v_{fd} et v_{fq} dépendent simultanément des courants i_{fd} et i_{fq} .
 . Procédons alors à un découplage.

Posons :

$$\begin{cases} e_{fd} = -\omega_s L_f i_{fq} \\ e_{fq} = \omega_s L_f i_{fd} + v_{sq} \end{cases}$$

En enlevant les termes de couplage, on peut remarquer que les courants peuvent être contrôlés séparément. Les perturbations à compenser sont alors les termes de couplage e_{fd} et e_{fq} .

Les boucles de régulations sont alors :

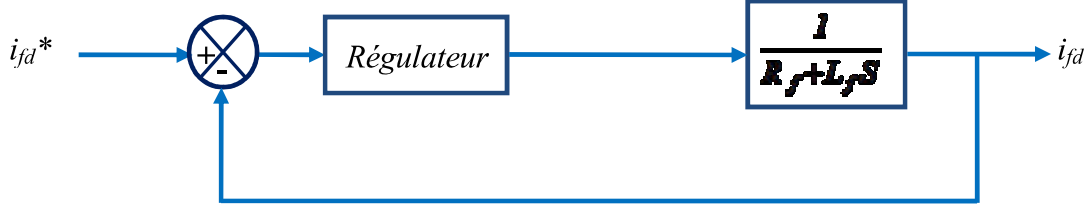


Figure III. 21: Boucle de régulation du courant i_{fd} de la connexion de l'hydrolienne au réseau

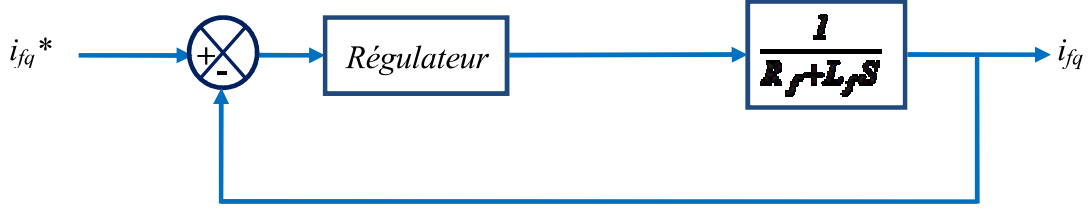


Figure III. 22: Boucle de régulation du courant i_{fq} de la connexion de l'hydrolienne au réseau

III.3.3.1.- Calcul des courants de référence

Les puissances active et réactive transitées par l'onduleur et transmises au réseau s'écrivent par la relation III.41:

$$\begin{aligned} P_f &= v_{sd} i_{fd} + v_{sq} i_{fq} \\ Q_f &= v_{sq} i_{fd} - v_{sd} i_{fq} \end{aligned} \quad (\text{III. 41})$$

Dans le repère dq lié au champ tournant statorique, les puissances deviennent :

$$\begin{aligned} P_f &= v_{sq} i_{fq} \\ Q_f &= v_{sq} i_{fd} \end{aligned} \quad (\text{III. 42})$$

Suivant l'équation III.42, les courants i_{fd} et i_{fq} de référence résultent respectivement du contrôle des puissances réactive et active Q_f et P_f .

III.3.3.2.- Contrôle de la tension du bus continu

Les puissances au niveau du bus continu sont :

$$\begin{aligned}P_{red} &= V_{dc} I_{red} \\P_{ond} &= V_{dc} I_{ond} \\P_{cond} &= V_{dc} I_{cond}\end{aligned}\tag{III. 43}$$

Avec

P_{red} : Puissance délivrée par le redresseur

P_{ond} : Puissance à l'entrée de l'onduleur

P_{cond} : Perte au niveau du condensateur

Le bilan de puissance s'écrit alors:

$$P_{red} = P_{cond} + P_{ond}\tag{III. 44}$$

En négligeant les pertes au niveau du condensateur, de l'onduleur et du filtre, on peut écrire :

$$P_f = P_{red}\tag{III. 45}$$

En remplaçant III.42 et III.43 dans III.45, on peut écrire :

$$v_{sq} i_{fq} = V_{dc} I_{red}\tag{III. 46}$$

Cette dernière relation montre que le courant de référence i_{fq} peut s'obtenir également à partir du contrôle de la tension du bus continu.

La boucle de régulation de la tension du bus continu est présentée sur la figure III.23

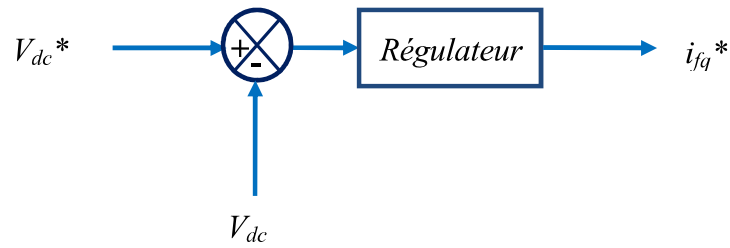


Figure III. 23: Boucle de régulation de la tension du bus continu

Sur ce, nous pouvons présenter le schéma de principe du contrôle du convertisseur coté réseau:

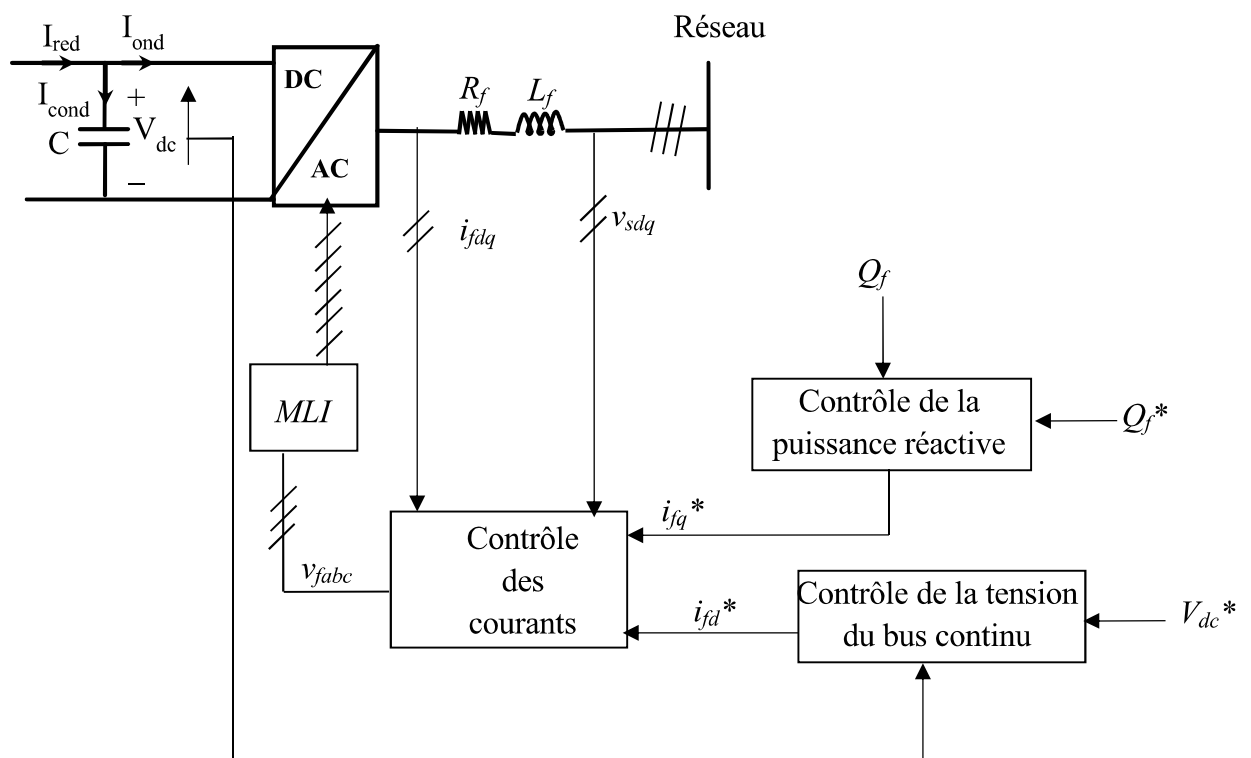


Figure III. 24: Schéma de principe du contrôle du convertisseur côté réseau de l'hydrolienne

III.4.- Conclusion

Il ressort de ce chapitre que la commande est une étape très importante dans l'étude d'un projet éolien ou hydrolien. Dans un premier temps, nous avons présenté la stratégie de commande de la chaîne de conversion éolienne. Elle comprend la commande de la turbine éolienne, le contrôle vectoriel de la Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) et le contrôle du convertisseur côté réseau. La commande de la turbine permet à la fois d'extraire le maximum de puissance et limiter l'extraction lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale. Pour cela, deux dispositifs sont utilisés : dispositif de poursuite du point de puissance maximale connu sous l'anglicisme « Maximum Power Point Tracking » (MPPT) et le contrôle de l'angle de calage couramment appelé par son anglicisme « pitch control ». Le

Dans un second temps, la commande de la chaîne de conversion hydrolienne est présentée. Elle comprend la commande de la turbine, le contrôle vectoriel de la Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA) et le contrôle du convertisseur côté réseau. Le contrôle de la turbine hydrolienne a suivi le même principe que celle de la turbine éolienne. Le contrôle du convertisseur coté machine permet de faire transiter la puissance du rotor vers le bus continu dans le cas hypersynchrone et du bus vers le rotor dans le cas hyposynchrone. Le convertisseur coté réseau est utilisé pour maintenir la tension du bus continu à une valeur suffisamment élevée. Sur ce, le contrôle de la tension du bus continu a été présenté. Le chapitre suivant est consacré à la validation de ces commandes par simulations numériques.

III.5.- Références bibliographiques

- [1] Freris L. L. “*Wind Energy Conversion System*”. England: Prentice Hall International Ltd, 1990.
- [2] Nichita C. « *Étude et développement de structures et lois de commande numériques pour la réalisation d'un simulateur de turbine éolienne de 3 kW.* » thèse de doctorat, Université du Havre, 1995.
- [3] Munteanu I.; Bratcu I.A, Cutululis N.A ; Ceanga E. “*Optimal Control of Wind Energy Systems Towards a Global Approach*”, London: Springer-Verlag, 2008
- [4] Drugă M. « *Méthodologie de conception d'aérogénérateurs optimaux, à faible coût, à destination des sites isolés.* » Thèse de doctorat, Université du Havre, 2011.
- [5] Pan C.T, Juan Y.-L. "A Novel Sensorless MPPT Controller for a High-Efficiency Microscale Wind Power Generation System" IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010 (25) 207-216
- [6] Kazmi S.M.R., Goto H., Guo H., Ichinokura O. “A Novel Algorithm for Fast and Efficient Speed-Sensorless Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion Systems”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2011(1).29 – 36.
- [7] Hui J., Bakhshai A. “Adaptive algorithm for fast maximum power point tracking in wind energy systems.” Proceeding Industrial Electronics IECON. 2008. 2119 – 2124
- [8] Datta R., Ranganathan V. T. "A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system". IEEE Transactions on Energy Conversion 2003(18).163 - 168
- [9] Agarwal V., Aggarwal R.K., Patidar P. Patki C. “A Novel Scheme for Rapid Tracking of Maximum Power Point in Wind Energy Generation Systems.” IEEE Transactions on Energy Conversion, 2010(1). 228 – 236.
- [10] Yaoqin J., Zhongqing Y., Binggang C. “A new maximum power point tracking control scheme for wind generation.” Proceeding International Conference on Power System Technology PowerCon. 2002. 144 – 148.
- [11] Johnson K. E., Pao L. Y., Balas M. J., Fingersh L. J. "Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture". IEEE Control Systems, 2006(3).70-81.
- [12] Ghanim P., Mahinassa N., Milutin J. “Maximum power point tracking for variable-speed fixed-pitch small wind turbines.” Proceeding International Conference on Electricity Distribution, 2009

- [13] Chedid R. B., Karaki S. H., El-Chamali C. "Adaptive fuzzy control for wind-diesel weak power systems". *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2000(1), 71-78.
- [14] Sylla A.M. « *Modélisation d'un émulateur éolien à base de machine asynchrone à double alimentation.* » Thèse de maîtrise, Université du Québec à Trois-Rivières, 2013.
- [15] Mirecki A. « *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* » Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Toulouse, 2005.
- [16] Sadek A., « *Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien.* » Mémoire de magister, Université de Batna, Algérie, 2009.
- [17] Gaillard A. « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service.* » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [18] Aimani S.El « *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension.* » Thèse de doctorat, Ecole centrale de Lille, 2004.
- [19] Pierre S., Nichita C., Camara M.B., Dakyo B. « *Control strategy of a wind turbine simulation system designed for a hybrid wind-tidal real time emulator.* » 3rd Renewable Power Generation Conference (RPGTM), Naples, Italy, 24-25 September 2014.
- [20] Hamzaoui I. "Improvement of the performances MPPT system of wind generation". Electronics, communication and photonics conference (SIEPC), Saudi international, 2011
- [21] Multon B., Roboam X., Dakyo B., Nichita C., Gergaud O., Ben Ahmed H. "Aérogénérateurs électriques", Techniques de l'ingénieur, D3960.
- [22] Poitiers F. « *Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne : machine asynchrone à cage autonome, machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau.* » Thèse de doctorat, Ecole polytechnique de Nantes, 2003.
- [23] Laverdure N. « *L'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires* », Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, 2005
- [24] Retif J.M. « *Commande vectorielle des machines asynchrones et synchrones.* », Institut national des sciences appliquées de Lyon, 2008.
- [25] Yang X., Gong X., Qiao W. "Mechanical Sensorless Maximum Power Tracking control for direct-drive PMSG wind turbines." 978-1-4244-5287-3/10, IEEE 2010
- [26] Ikni D., Camara M.B, Payman A., Dakyo B. "Dynamic control of wind energy conversion system", Ecological vehicles and renewable energies (EVER), 8th international conference and exhibition on, Monaco, 2013

- [27] Ögren J.”*PLL design for inverter grid connection: Simulation for ideal and non-ideal grid conditions.*”Examensarbete, 15 hp, 2011.
- [28] Becker F. “Emulation d’une chaine éolienne de conversion d’énergie » Mémoire de master, Université Poincaré, Nancy I, 2011
- [29] Das M.K. “Control of grid connected double-fed induction generators for wind conversion”, Universities Power Engineering Conference (UPEC), proceedings of the 44th international, 2009

CHAPITRE IV

Développement et analyse des systèmes par simulation numérique

« Pale fransè pa vle di konnen pou sa ».- Proverbe haïtien

« La théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne fonctionne. La pratique, c'est quand tout fonctionne et personne ne sait pourquoi. Ici, nous avons réuni théorie et pratique : rien ne fonctionne...et personne ne sait pourquoi ! ».- Albert EINSTEIN

Chapitre IV

Développement et analyse des systèmes par simulation numérique

Table des matières

IV.1.- Introduction	126
IV.2.- Simulation du système éolien	126
IV.2.1.- Modèle de la turbine éolienne et sa commande	126
IV.2.1.1.- Modèle numérique de la commande de la turbine	127
IV.2.1.2.- Modèle numérique du contrôle de l'angle de calage	128
IV.2.2.- Modèle numérique de la Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP)	130
IV.2.3.- Modèle numérique des convertisseurs statiques	131
IV.2.4.- Modèle de la commande du convertisseur coté Machine	131
IV.2.5.- Commande du convertisseur coté réseau.	133
IV.2.6.- Résultats de simulation	136
IV.3.- Simulation du système hydrolien.....	141
IV.3.1.- Modèle de la turbine et sa commande.....	141
IV.3.1.1.- Résultat de simulation.....	142
IV.3.2.- Modèle numérique de la Machine Asynchrone à double alimentation (MADA)	145
IV.3.3.- Modèle numérique de la commande du convertisseur coté machine	145

IV.3.4.-	Modèle numérique de la commande du convertisseur coté réseau.....	146
IV.3.5.-	Résultats de simulation	148
IV.4.-	Etude des possibilités de couplage d'une éolienne et une hydrolienne	151
IV.4.1.-	Couplage au niveau du bus continu.	151
IV.4.1.1.-	Résultats de simulation	152
IV.4.2.-	Couplage au niveau du réseau.....	155
IV.4.2.1.-	Résultats de simulation	156
IV.4.1.-	Comparaison des deux modes de couplages	158
IV.5.-	Conclusion.....	159
IV.6.-	Références bibliographiques	160

Chapitre IV

Développement et analyse des systèmes par simulation numérique

IV.1.- Introduction

Le chapitre II de ce document a été consacré à la modélisation des différents éléments composants les chaînes de conversion éolienne et hydrolienne. Dans le chapitre III, nous avons exposé la stratégie de commande choisie pour chacun de ces systèmes. L'environnement Matlab/Simulink/SimPowerSystems a été utilisé pour concrétiser ces modèles. Le présent chapitre présente les résultats de simulation validant leur bon fonctionnement. Les paramètres utilisés pour les simulations se trouvent en annexes.

IV.2.- Simulation du système éolien

IV.2.1.- Modèle de la turbine éolienne et sa commande

Comme c'est indiqué au chapitre II, la turbine éolienne est caractérisée par son coefficient de puissance ou son coefficient de couple. Dans cette partie, nous considérons une turbine de 5 MW, avec un rayon de 60.34 m. Il n'y a pas de multiplicateur entre la turbine et la machine. Son coefficient de puissance est exprimé par la relation suivante [1]

$$\left\{ \begin{array}{l} C_p(\beta, \lambda) = 0.9 * k * e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \\ \text{Avec} \\ k = \frac{151}{\lambda_i} - 0.58 * \beta - 0.02 * \beta^{2.14} - 13.2 \\ \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02 * \beta} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \end{array} \right.$$

La turbine est alors modélisée avec le logiciel Simulink par le schéma bloc suivant

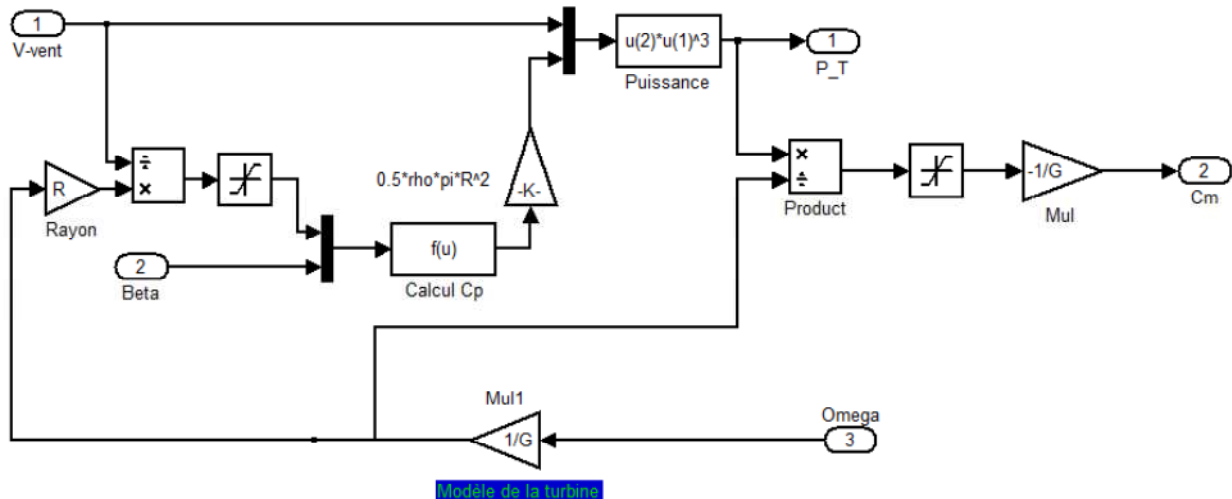


Figure IV. 1: Modèle Simulink de la turbine éolienne

Ce modèle peut être mis sous la forme d'un bloc entrées et sorties. En entrée, on considère la vitesse du vent, l'angle de calage et la vitesse de rotation sur l'arbre de la génératrice. La sortie est caractérisée par la puissance éolienne extraite et par le couple mécanique de la turbine.

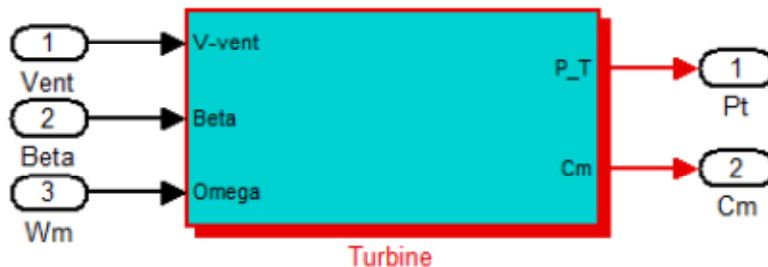


Figure IV. 2: Modèle entrée / Sortie de la turbine éolienne

IV.2.1.1.- Modèle numérique de la commande de la turbine

Comme il est souligné dans le chapitre III, la commande de la turbine éolienne est divisée en deux parties : le contrôle MPPT et le contrôle de l'angle de calage (pitch control). Deux possibilités sont offertes pour le MPPT : contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation et contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation. Pour la première possibilité, nous utilisons un régulateur PI. Pour la turbine utilisée, la vitesse spécifique optimale est

égale à 6.4734 ; ce qui correspond au coefficient de puissance maximal 0.5362. La vitesse de vent nominale est de 11 m/s. L'angle de calage pour le MPPT est de 0 degrés.

Le modèle Simulink du contrôle MPPT est alors :

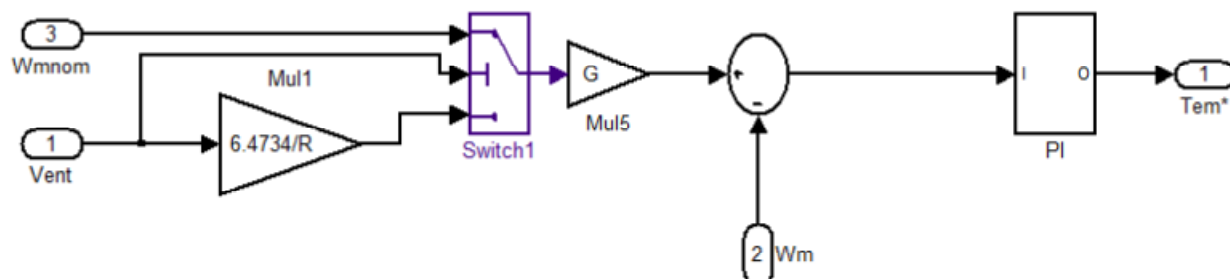


Figure IV. 3: Modèle Simulink du contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation

Sous forme de bloc entrées / Sorties (entrées : la vitesse du vent, la vitesse de rotation de la génératrice, la vitesse nominale de la génératrice ; sortie : le couple électromagnétique de référence), on obtient :

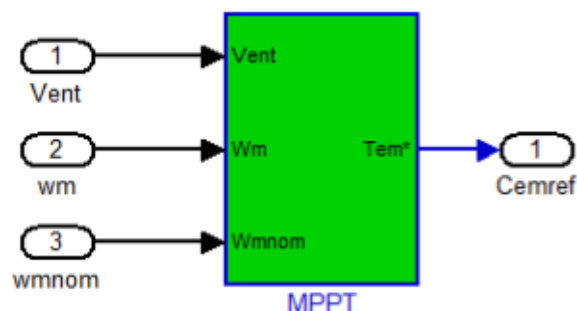


Figure IV. 4: Modèle entrée/sortie de MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation

IV.2.1.2.- Modèle numérique du contrôle de l'angle de calage

Comme le souligne le chapitre III, pour le contrôle de l'angle de calage, deux régulateurs sont utilisés. Dans ce travail, nous utilisons des régulateurs PI, l'un pour le contrôle de la puissance de la turbine permettant d'avoir l'angle de calage de référence et l'autre contrôle d'angle de calage. Le modèle Simulink du pitch control est alors :

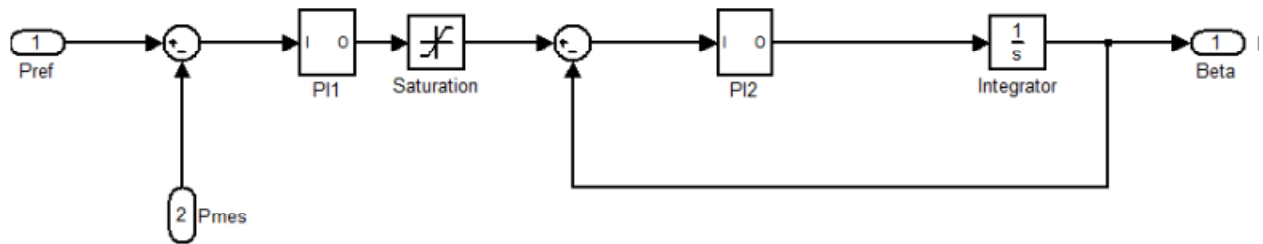


Figure IV. 5: Modèle Simulink du contrôle de l'angle de calage

Le générateur de l'angle de calage est alors modélisé comme suit :

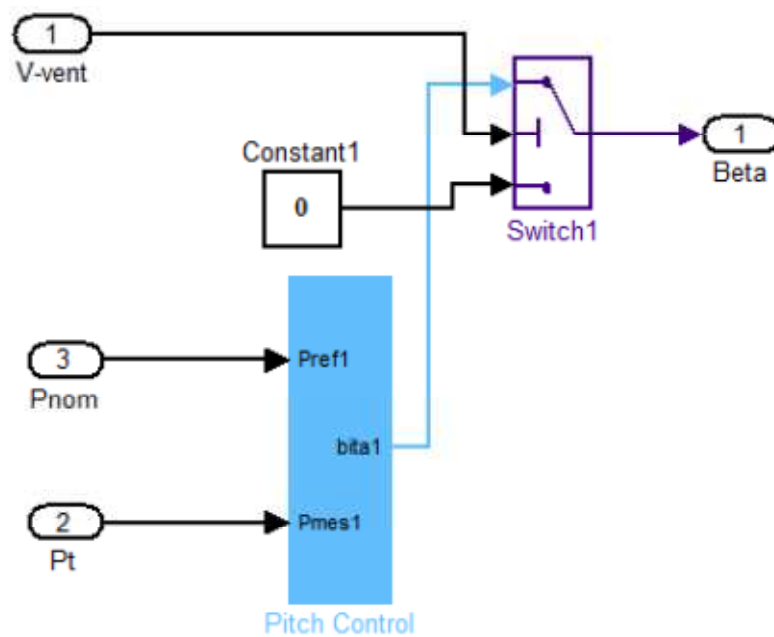


Figure IV. 6: Modèle Simulink du générateur de l'angle de calage

Nous pouvons également présenter le pitch control sous forme de bloc entrées /sortie.

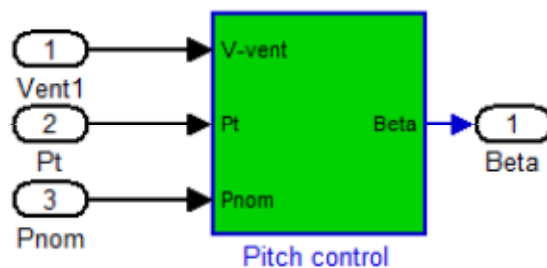


Figure IV. 7: Modèle entrée/sortie du pitch control

On peut résumer le modèle de la turbine et de son système de contrôle comme suit :

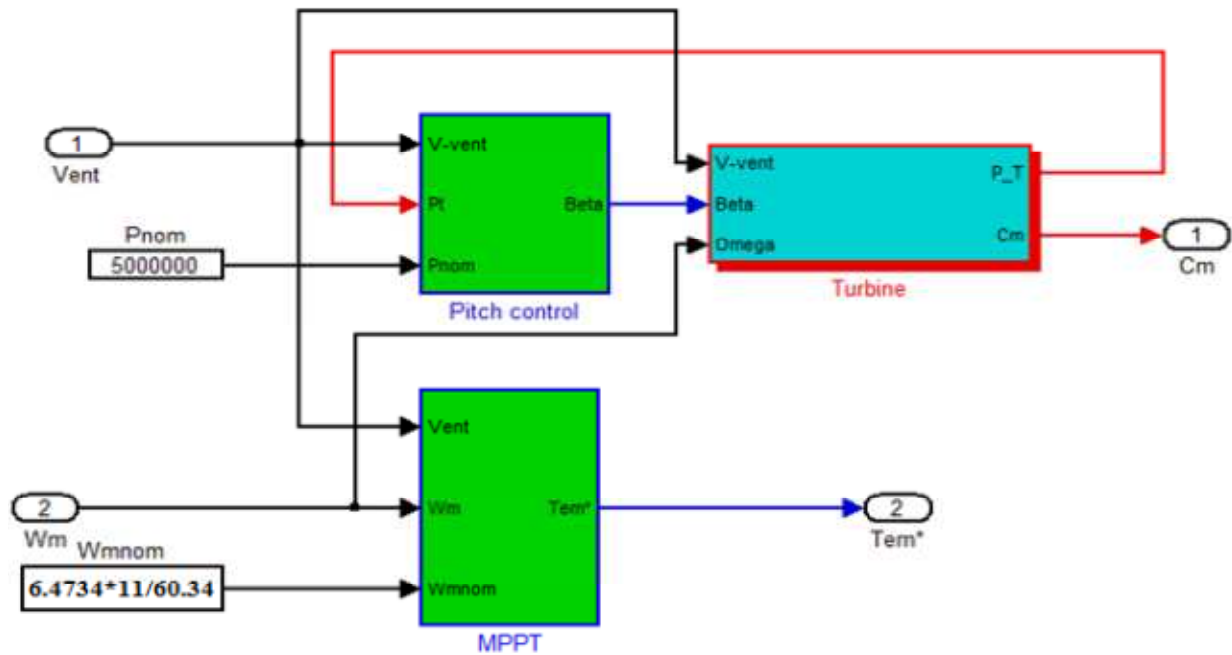


Figure IV. 8: Modèle Simulink de la turbine éolienne et de son système de contrôle

W_m est la mesure de la vitesse de la MSAP et C_m est le couple mécanique de la turbine entraînant la MSAP.

IV.2.2.- Modèle numérique de la Machine Synchrones à Aimants Permanents (MSAP)

Dans le cadre de ce travail, nous utilisons la MSAP déjà Modélisé sur SimPowerSystems [2].

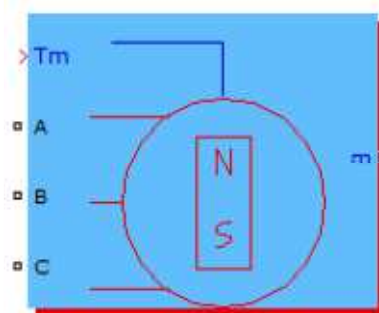


Figure IV. 9: Bloc SimPowerSystems de la MSAP

Ce modèle est détaillé dans la bibliothèque Matlab. Il est fait à partir des équations que nous avons décrites au chapitre II.

IV.2.3.- Modèle numérique des convertisseurs statiques

Le même convertisseur statique est utilisé coté machine que coté réseau. Nous utilisons le convertisseur à commande MLI déjà modélisé sur SimPowerSystems [2].

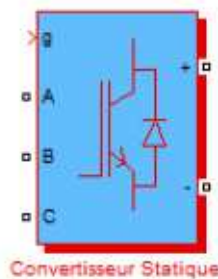


Figure IV. 10: Bloc SimPowerSystems des convertisseurs statiques

IV.2.4.- Modèle de la commande du convertisseur coté Machine

Le schéma suivant décrit le modèle Simulink de la commande du convertisseur coté machine réalisé à partir de la stratégie décrite au chapitre III.

Nous présentons également cette commande sous forme de bloc entrée/sortie

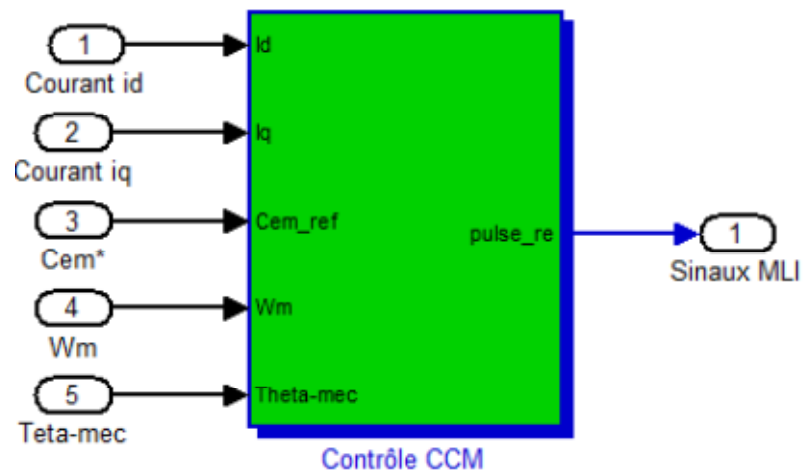


Figure IV. 12: Bloc entrée sortie de la commande du CCM

IV.2.5.- Commande du convertisseur coté réseau.

Le schéma suivant montre le contrôle du convertisseur coté réseau que nous avons réalisé dans l'environnement Simulink à partir de la stratégie présentée au chapitre III.

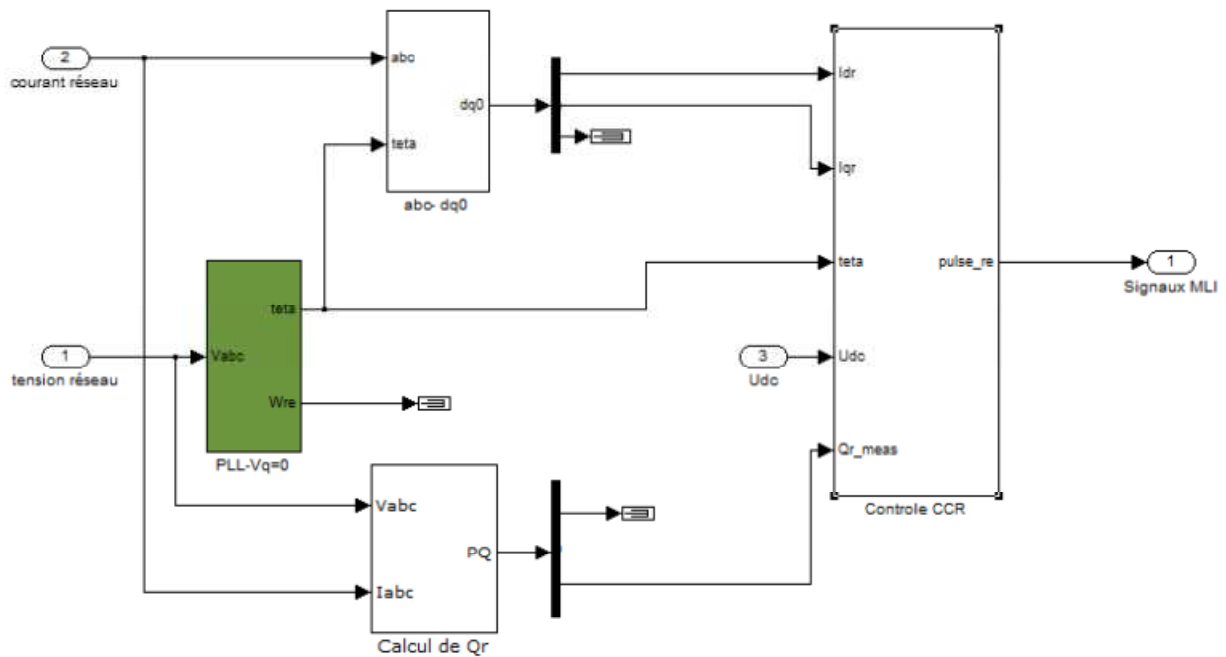


Figure IV. 13: Contrôle du CCR

Le bloc interne contrôle CCR est décrit au schéma suivant :

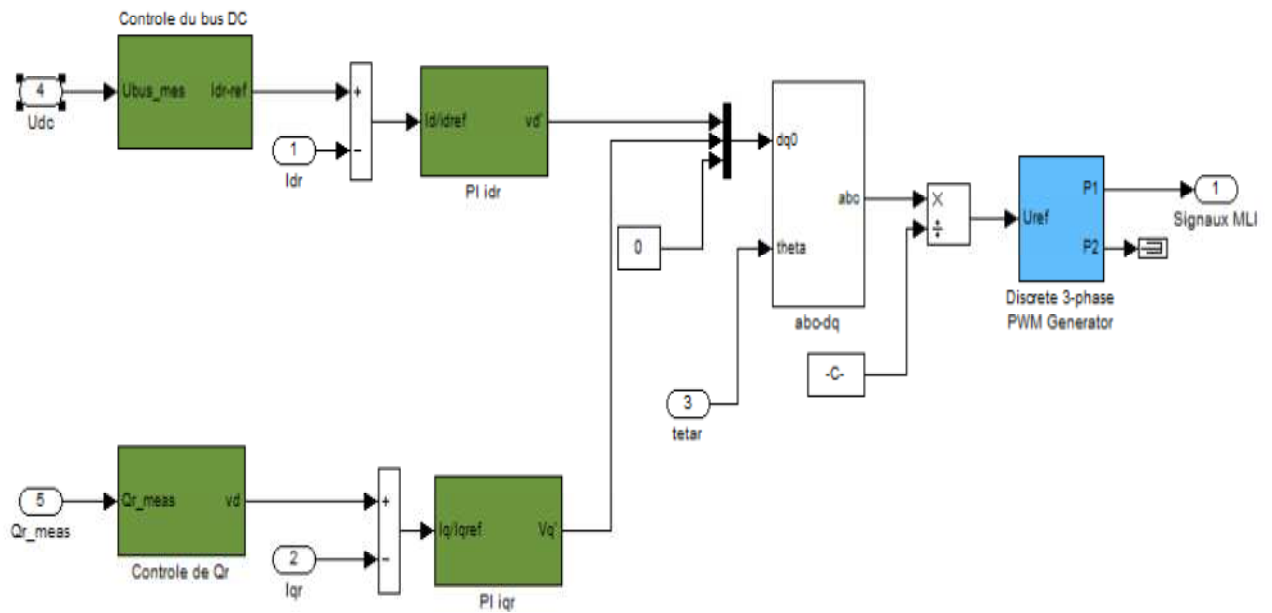


Figure IV. 14: Bloc interne du contrôle CCR

Sous forme de bloc entrée/sortie, nous obtiendrons :

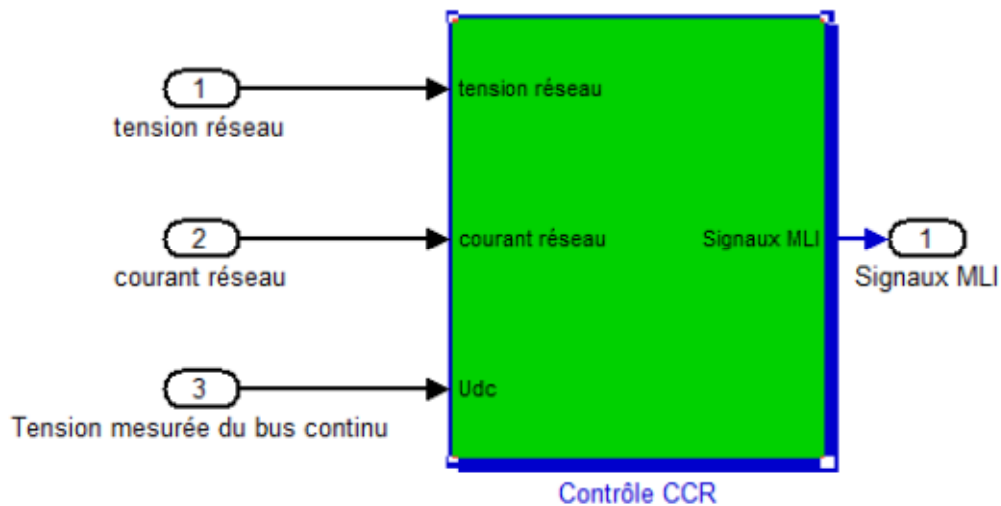


Figure IV. 15: Bloc entrée sortie du contrôle du CCR

En somme le modèle global de la chaîne de conversion éolienne et sa commande est présenté au schéma suivant :

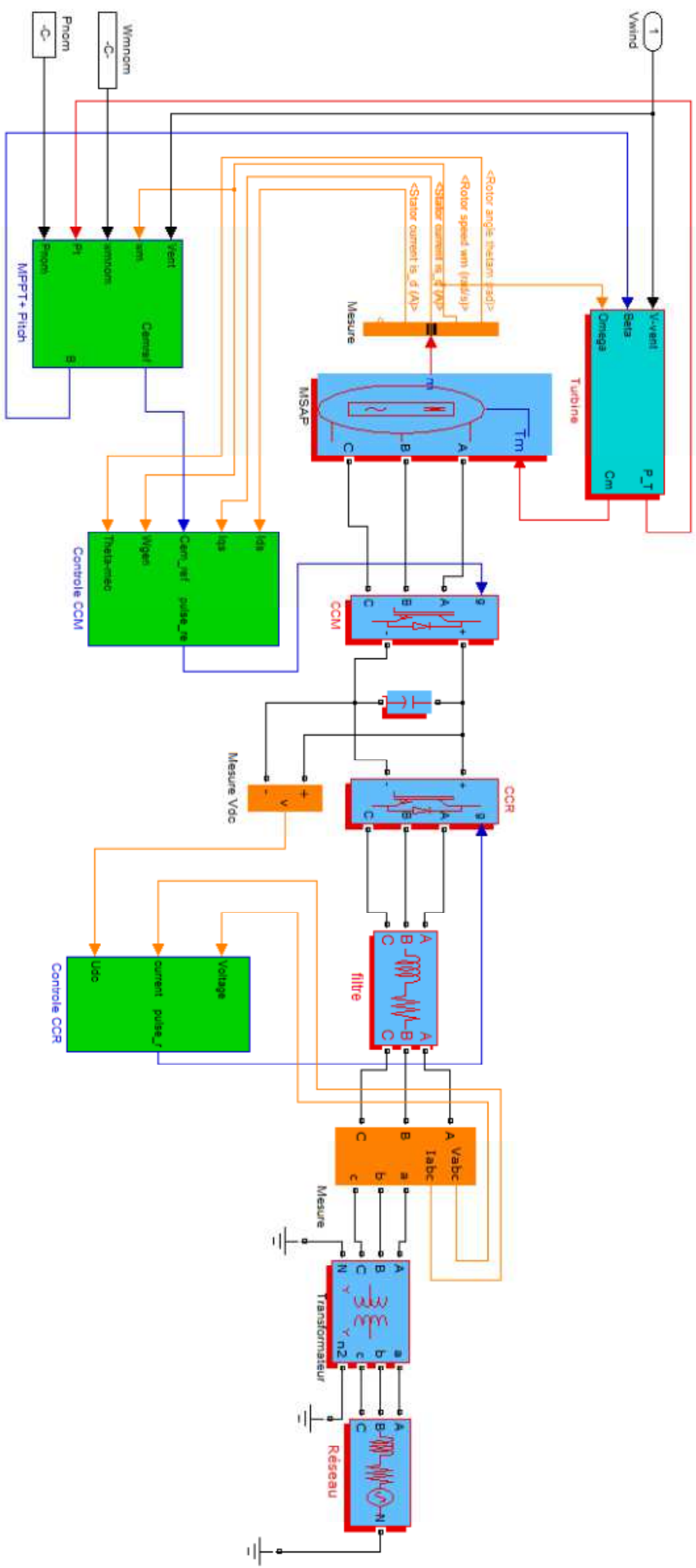


Figure IV. 16: Modèle du système éolien et sa commande dans l'environnement Matlab/Simulink/SimPowerSystems

IV.2.6.- Résultats de simulation

Nous avons considéré un profil de vent qui est donné dans la figure suivante:

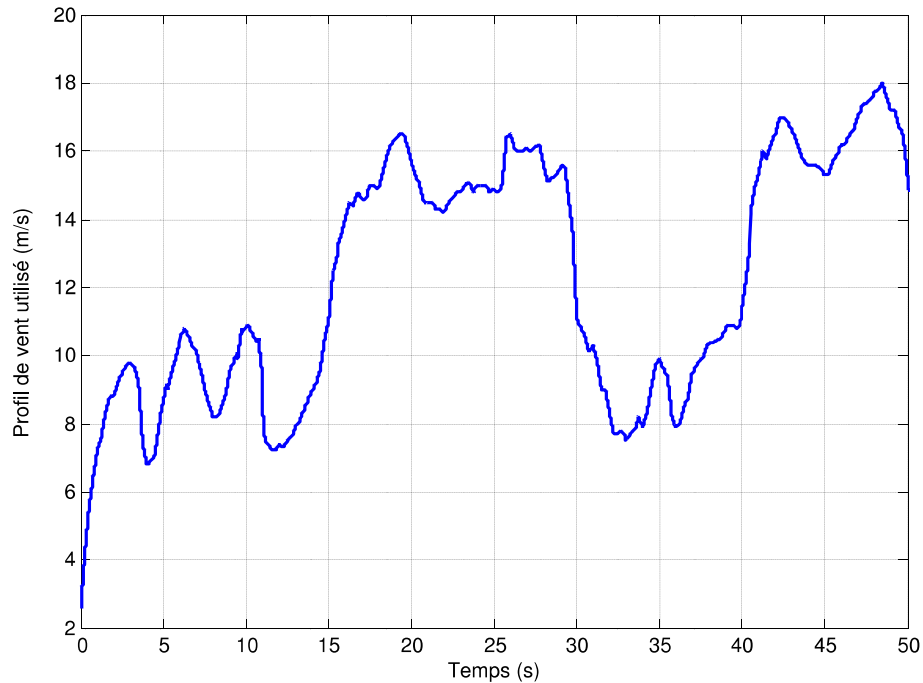


Figure IV. 17 : Profil de vent utilisé

Dans les résultats de simulation qui suivent, nous pouvons remarquer qu'au moment où la vitesse du vent est inférieure à sa valeur nominale ($t \in [0,15] \cup [30,40]$), la commande MPPT garde le coefficient de puissance à sa valeur minimale et l'angle de calage est à sa valeur minimale (0). Dans ce cas, la puissance évolue suivant le profil de la vitesse du vent. Dans les intervalles de temps où la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale ($t \in [15,30] \cup [40,50]$), le pitch control ajuste à tout moment l'angle de calage (Figure IV.18) de telle sorte la puissance de la turbine éolienne soit toujours égale à sa valeur nominale (5 MW).

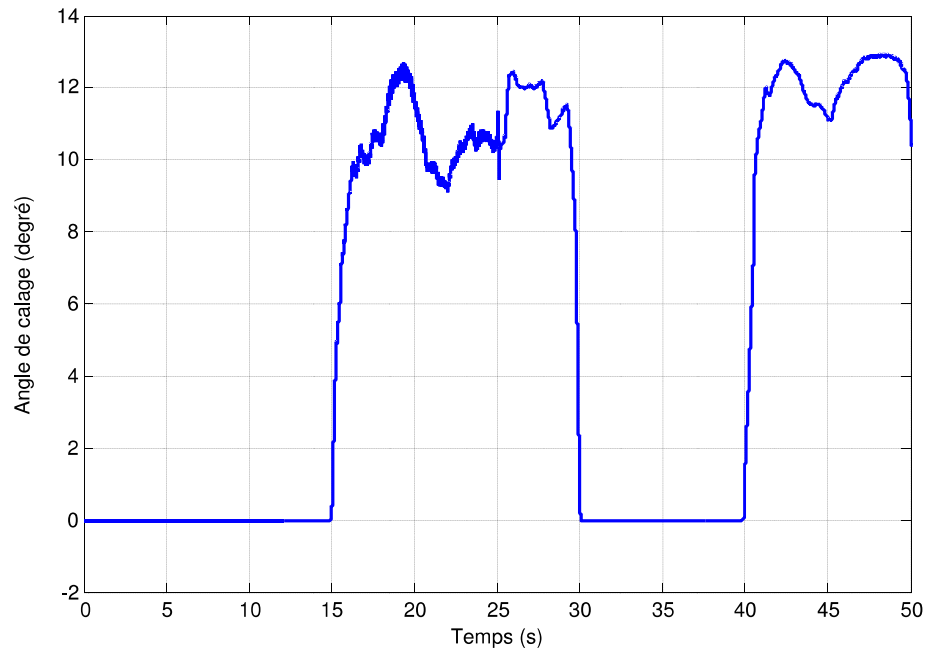


Figure IV. 18: Evolution de l'angle de calage

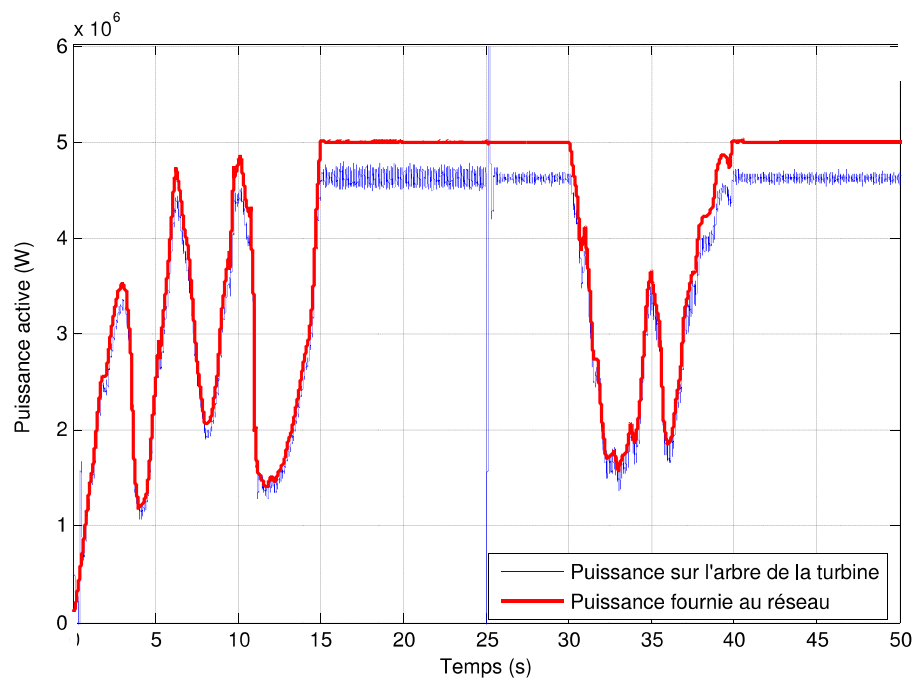


Figure IV. 19: Puissance active fournie au réseau

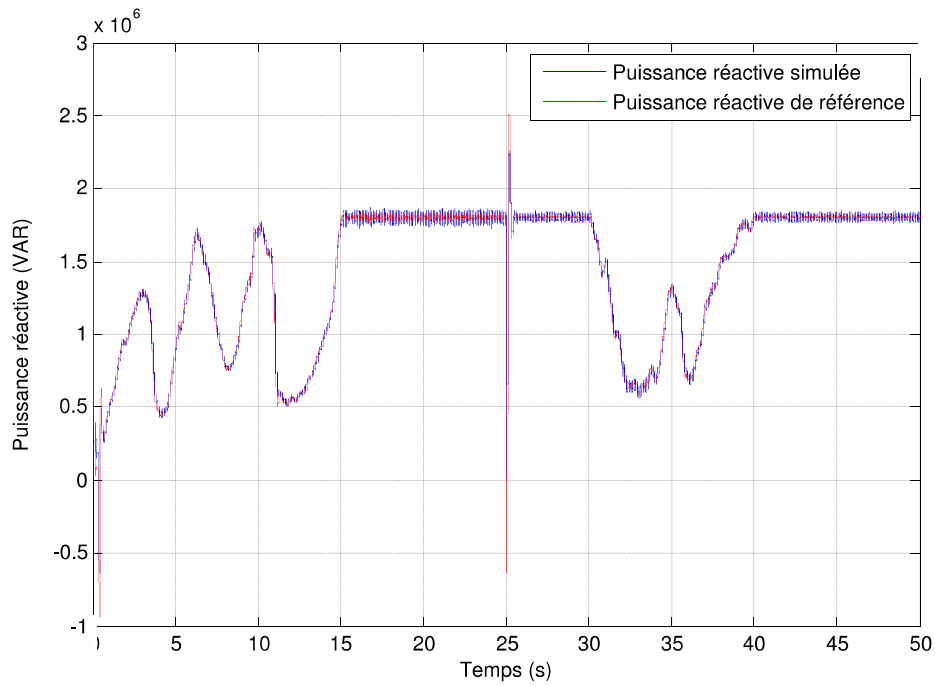


Figure IV. 20: Puissance réactive fournie au réseau

En dépit du fait que la vitesse du vent varie, la puissance reste constante car le pitch est activé dans le domaine ($t \in [0,15] \cup [30,40]$). Sur la figure IV.19, on peut constater que la puissance active fournie au réseau est inférieure à la puissance sur l'arbre de la turbine. Cette différence s'explique par les pertes au niveau des différents éléments (convertisseurs, bus continu, filtre, lignes).

La vitesse de rotation de la génératrice est maintenue constante (figure IV. 21) dans le même domaine ($t \in [15,30] \cup [40,50]$), le pitch control ajustant à tout moment l'angle de calage de la turbine. On donne également dans la figure IV.22, l'évolution du couple électromagnétique de la génératrice (estimation et simulation).

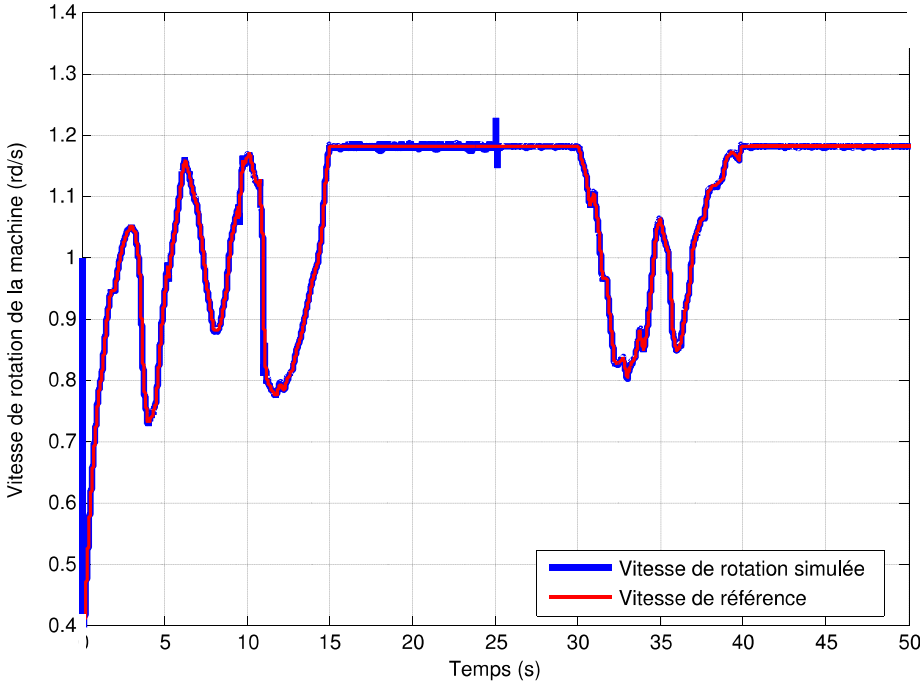


Figure IV. 21: Vitesse de rotation de la machine

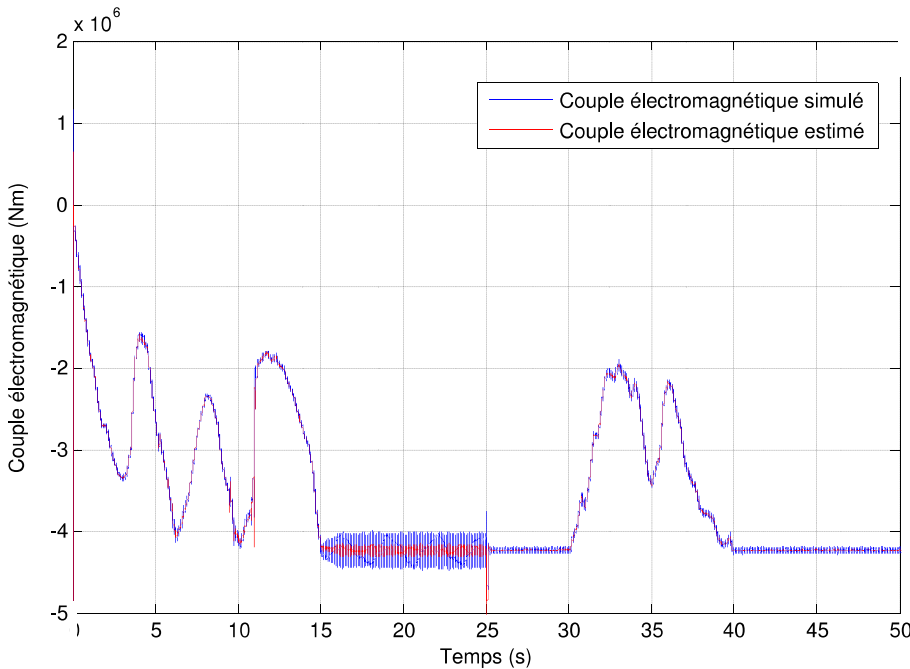


Figure IV. 22: Couple électromagnétique

Ces résultats confortent les principes de commande développés dans le chapitre précédent et permettent de valider cette stratégie de fonctionnement à vitesse variable.

Dans la figure suivante, nous montrons que pour une variation imposée de la tension du bus continu, la tension « mesurée » suit la référence.

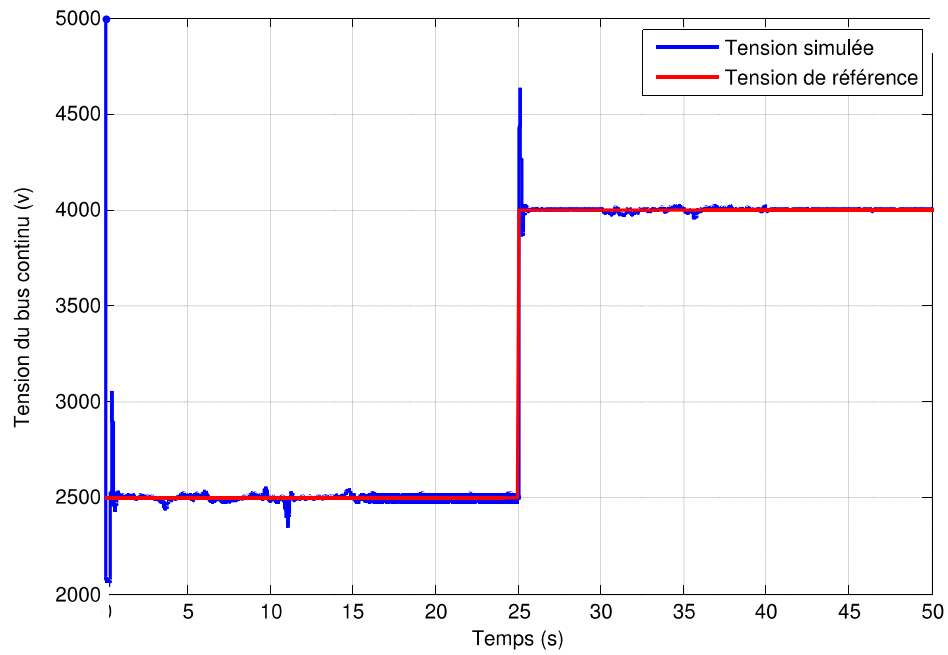


Figure IV. 23: Tension du bus continu

Dans les figures qui suivent nous donnons les évolutions d'autres grandeurs électriques de la chaîne de conversion : la tension de phase mesurée à la sortie de l'onduleur, le courant injecté au réseau.

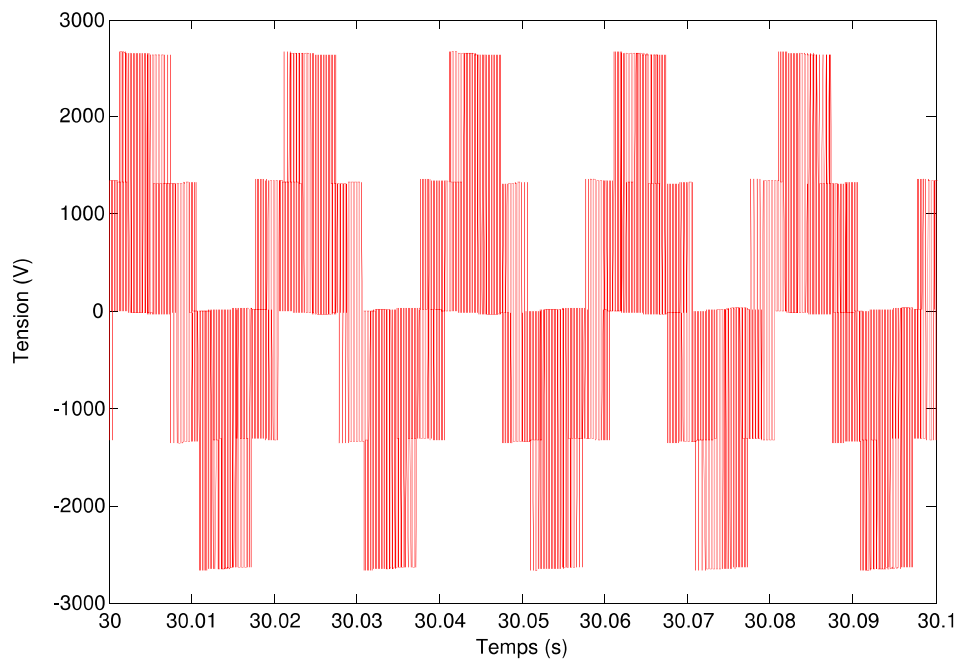


Figure IV. 24: Tension de phase mesurée à la sortie de l'onduleur

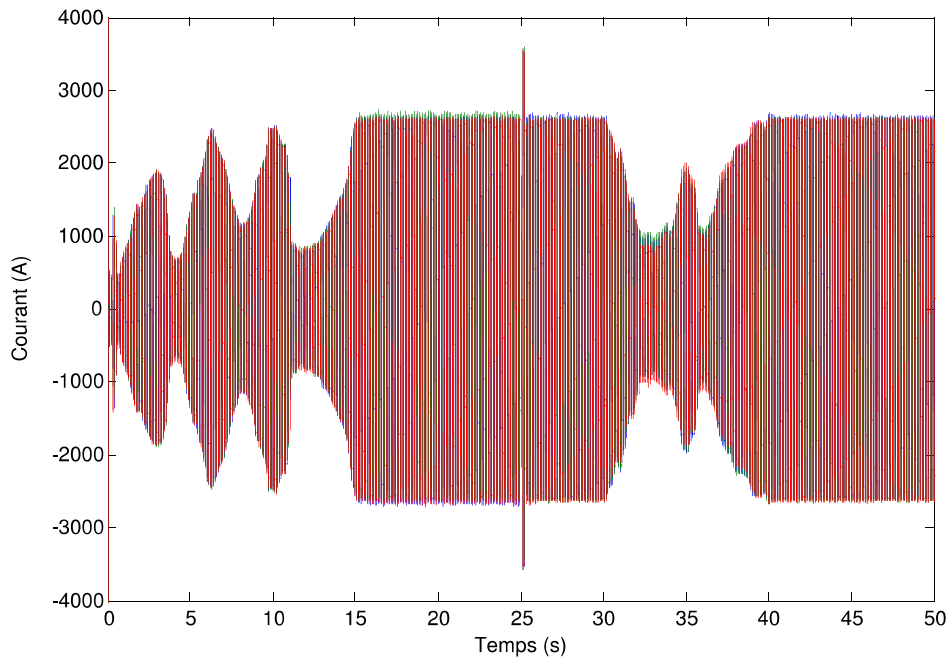


Figure IV. 25: Courant mesuré au réseau

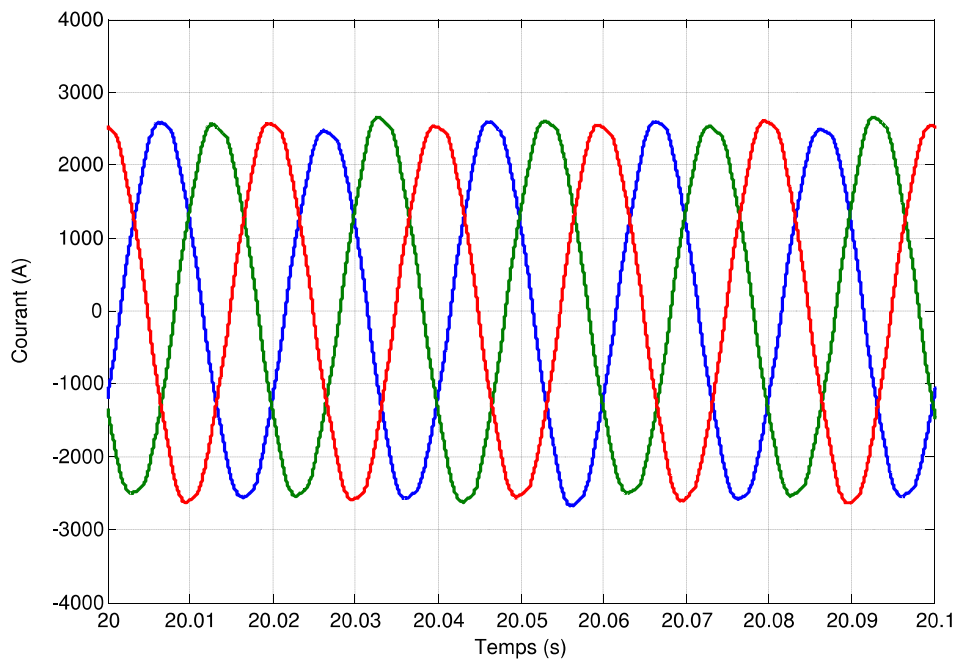


Figure IV. 26: Zoom sur le courant mesuré au réseau à puissance nominale

IV.3.- Simulation du système hydrolieen

IV.3.1.- Modèle de la turbine et sa commande

Tout comme la turbine éolienne, la turbine hydrolieenne est caractérisée par son coefficient de puissance. Dans cette section, nous utilisons une turbine de 5 MW ayant un rayon de 11 m. Son coefficient de puissance s'exprime par la relation suivante [3] [4]:

$$C_p(\beta, \lambda) = [0.35 - 0.00167 \cdot (\beta - 2)] \sin \left[\frac{\pi \cdot (\lambda + 0.1)}{14.34 - 0.3 \cdot (\beta - 2)} \right] - 0.00184 \cdot (\lambda - 3) \cdot (\beta - 2)$$

Le modèle Simulink est pareil que dans le cas de la turbine éolienne.

En ce qui concerne la commande, nous utilisons la méthode MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation. La vitesse spécifique optimale est égale à 7.07. Nous utilisons un multiplicateur dont le coefficient est $G=75$.

Le modèle Simulink de la turbine et sa commande est alors :

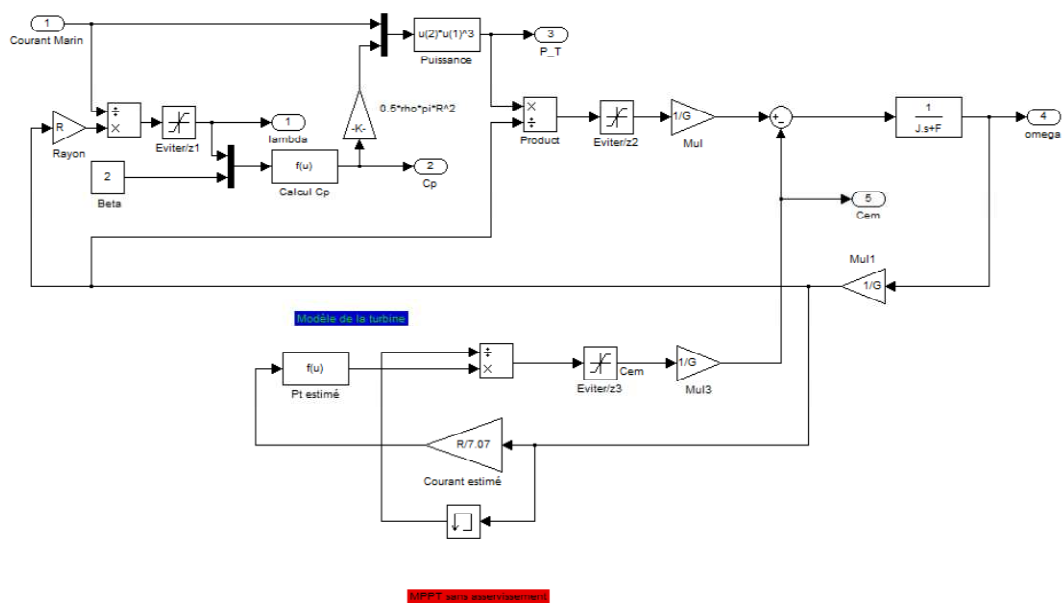


Figure IV. 27: Modèle de la turbine hydrolienne et sa commande

IV.3.1.1.- Résultat de simulation

Les demandes de nature énergétique imposées à un site hydrolien font référence à trois aspects :

- la densité de puissance hydrolienne ;
- la "continuité" des régimes ayant une valeur élevée de la vitesse du courant marin ;
- le comportement du système lors des variations aléatoires de haute fréquence, données par les turbulences et les phénomènes compliqués de sillage.

Pour la simulation, nous avons considéré un courant marin avec une évolution temporelle extrêmement simple, notre objectif est d'obtenir une chaîne de simulation qui présente des similitudes avec celle de l'éolienne.

Nous avons considéré un scénario dans lequel, dans les intervalles de temps où la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale ($t \in [15,30] \cup [40,50]$) et le pitch control de l'éolienne ajuste à tout moment l'angle de calage, la vitesse du courant marin est « choisi » faible par rapport à ses valeurs en dehors de cet intervalle.

Dans la figure IV.29, on donne l'évolution de la vitesse de la génératrice dans cette hypothèse.

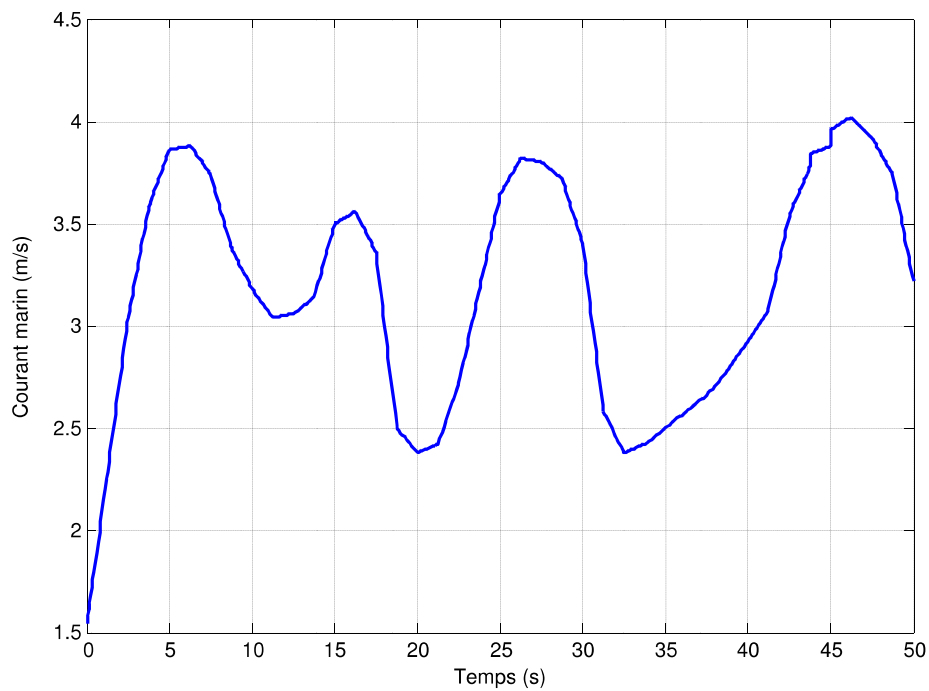


Figure IV. 28: Profil de courant marin utilisé

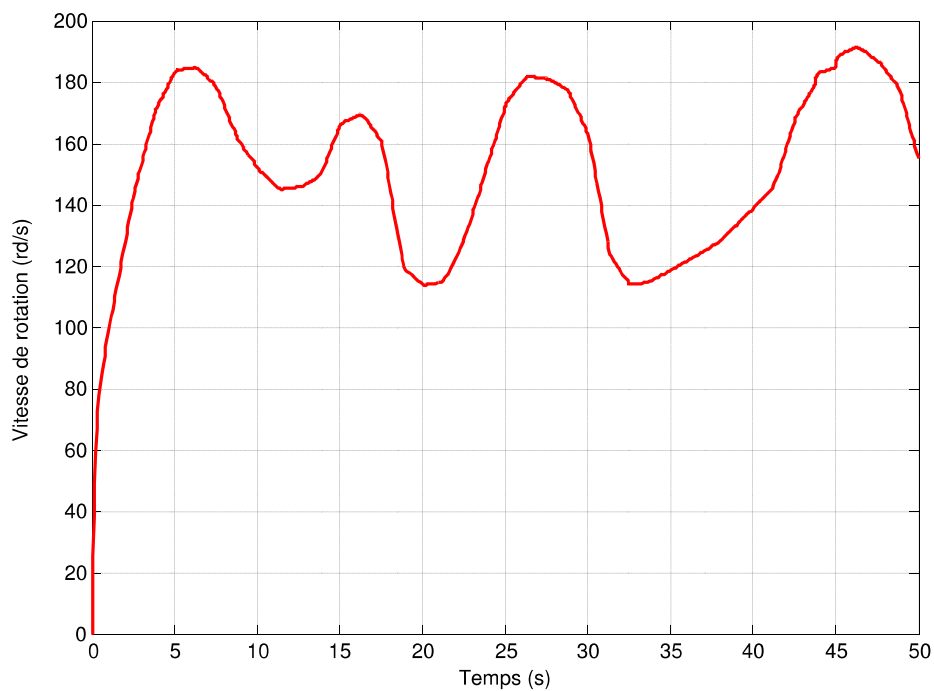


Figure IV. 29: Vitesse de rotation de la génératrice

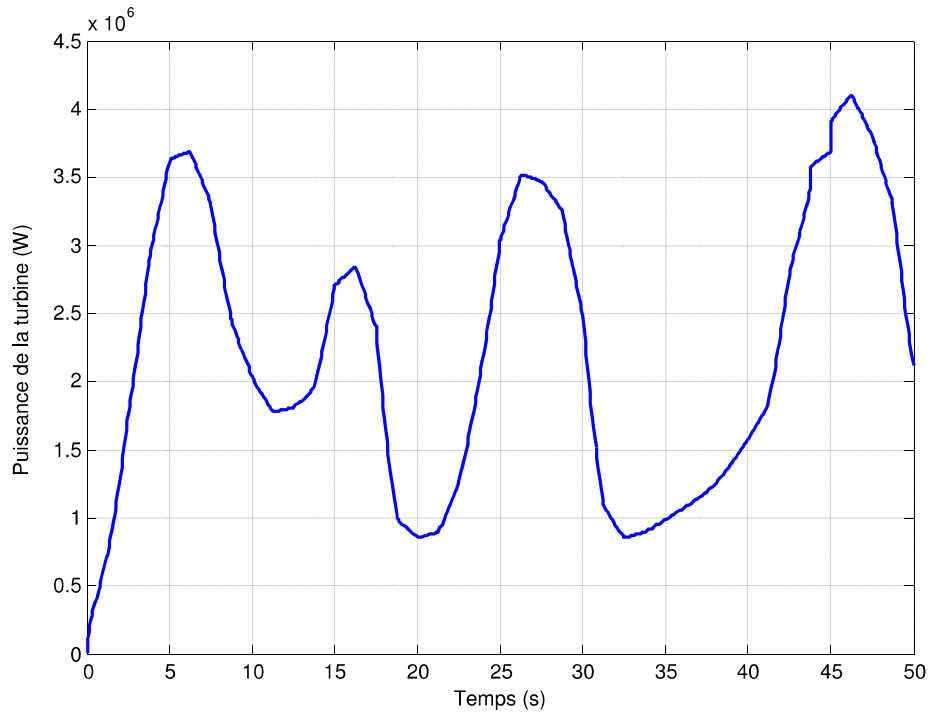


Figure IV. 30: Puissance de la turbine

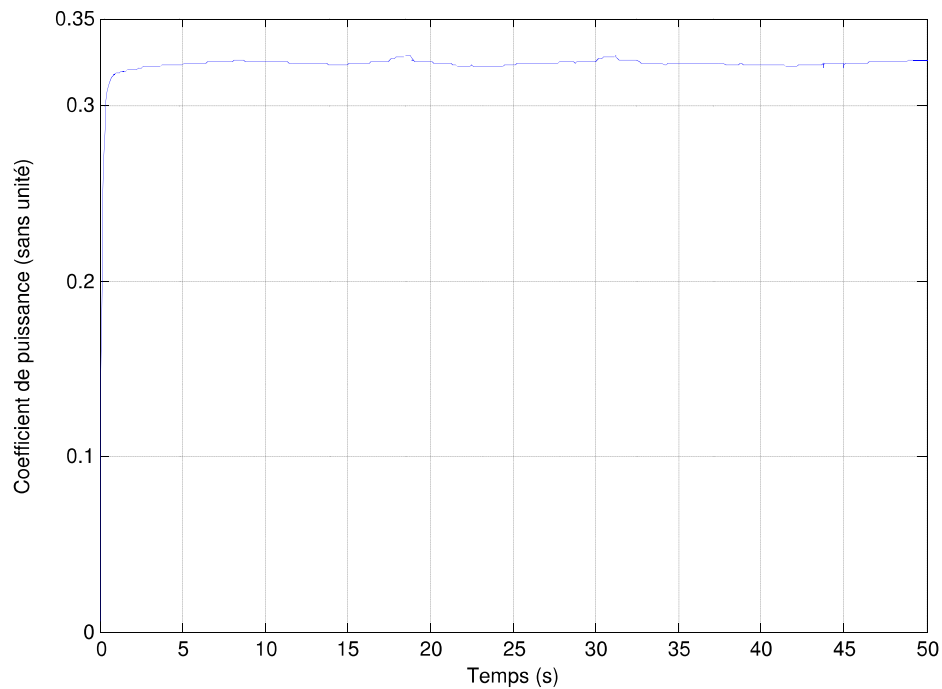


Figure IV. 31: Coefficient de puissance

La recherche du MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation permettrait de fixer le coefficient de puissance à sa valeur maximale (0.35). Donc, le MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation permet d'avoir un meilleur rendement de la turbine que la méthode sans asservissement de la rotation (Figure IV.31). Néanmoins, cette dernière nécessite un temps de

calcul nettement inférieur à la première puisqu'elle ne requiert pas de régulateur. Elle permet une bonne estimation du couple électromagnétique.

IV.3.2.- Modèle numérique de la Machine Asynchrone à double alimentation (MADA)

Nous avons utilisé le modèle d'état décrit au chapitre II pour modéliser la MADA dans l'environnement Matlab. Ainsi, nous pouvons utiliser le bloc « S-Function » de l'environnement Simulink. Le modèle Simulink de la MADA est alors:

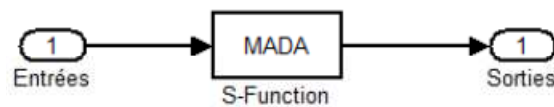


Figure IV. 32: Modèle S-Function de la MADA

IV.3.3.- Modèle numérique de la commande du convertisseur coté machine

Le schéma suivant décrit le modèle Simulink de la commande du convertisseur coté machine réalisé à partir de la stratégie décrite au chapitre III.

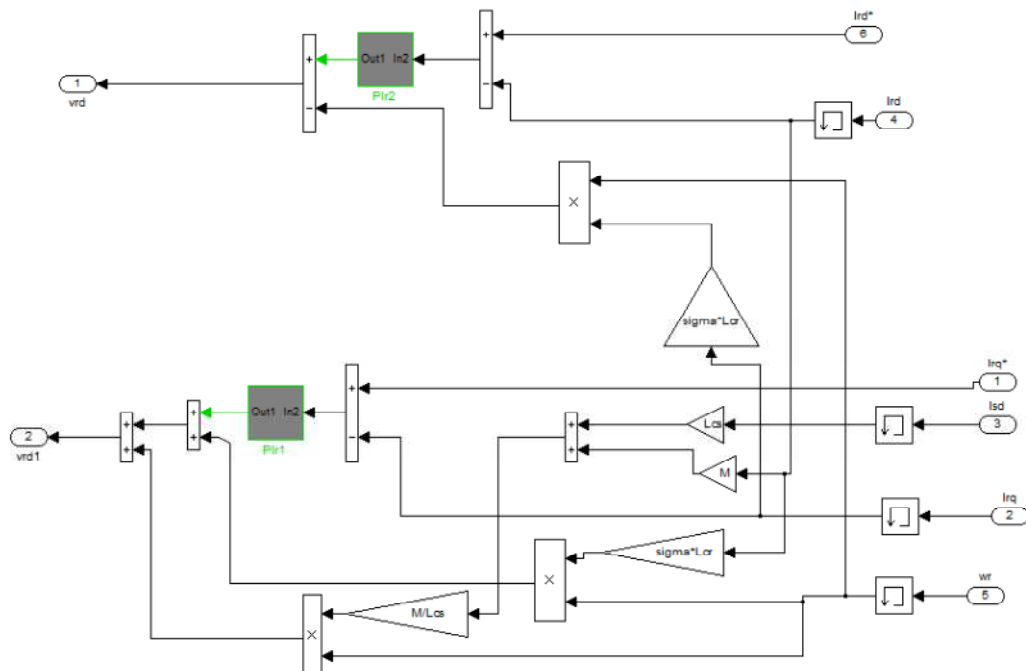


Figure IV. 33: Commande du convertisseur coté machine

IV.3.4.- Modèle numérique de la commande du convertisseur coté réseau

Le schéma suivant décrit le modèle Simulink du convertisseur coté réseau.

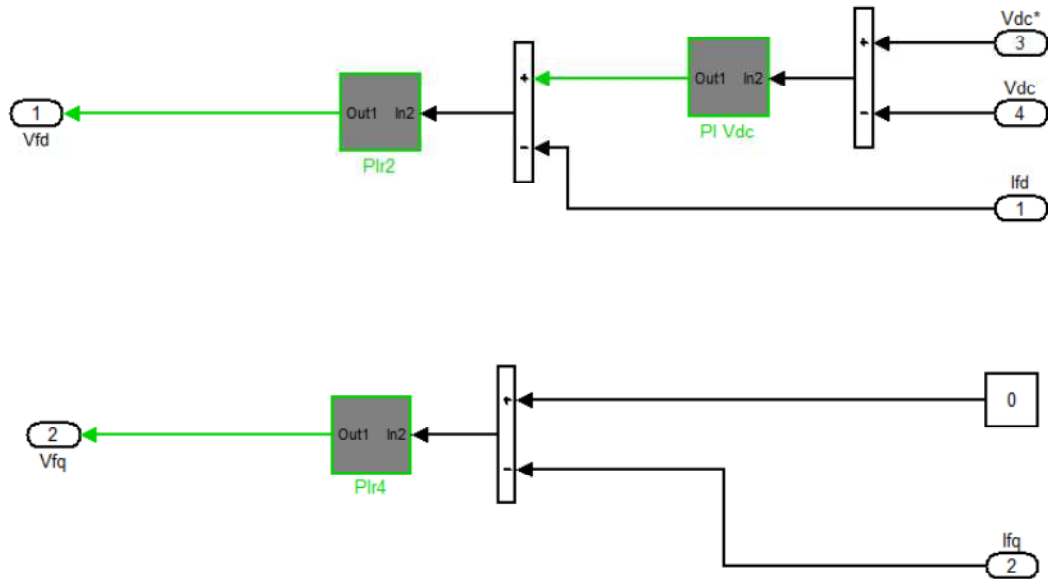


Figure IV. 34: Modèle de la commande du convertisseur coté réseau

En somme le modèle global de la chaine de conversion hydrolienne et sa commande est présenté au schéma suivant :

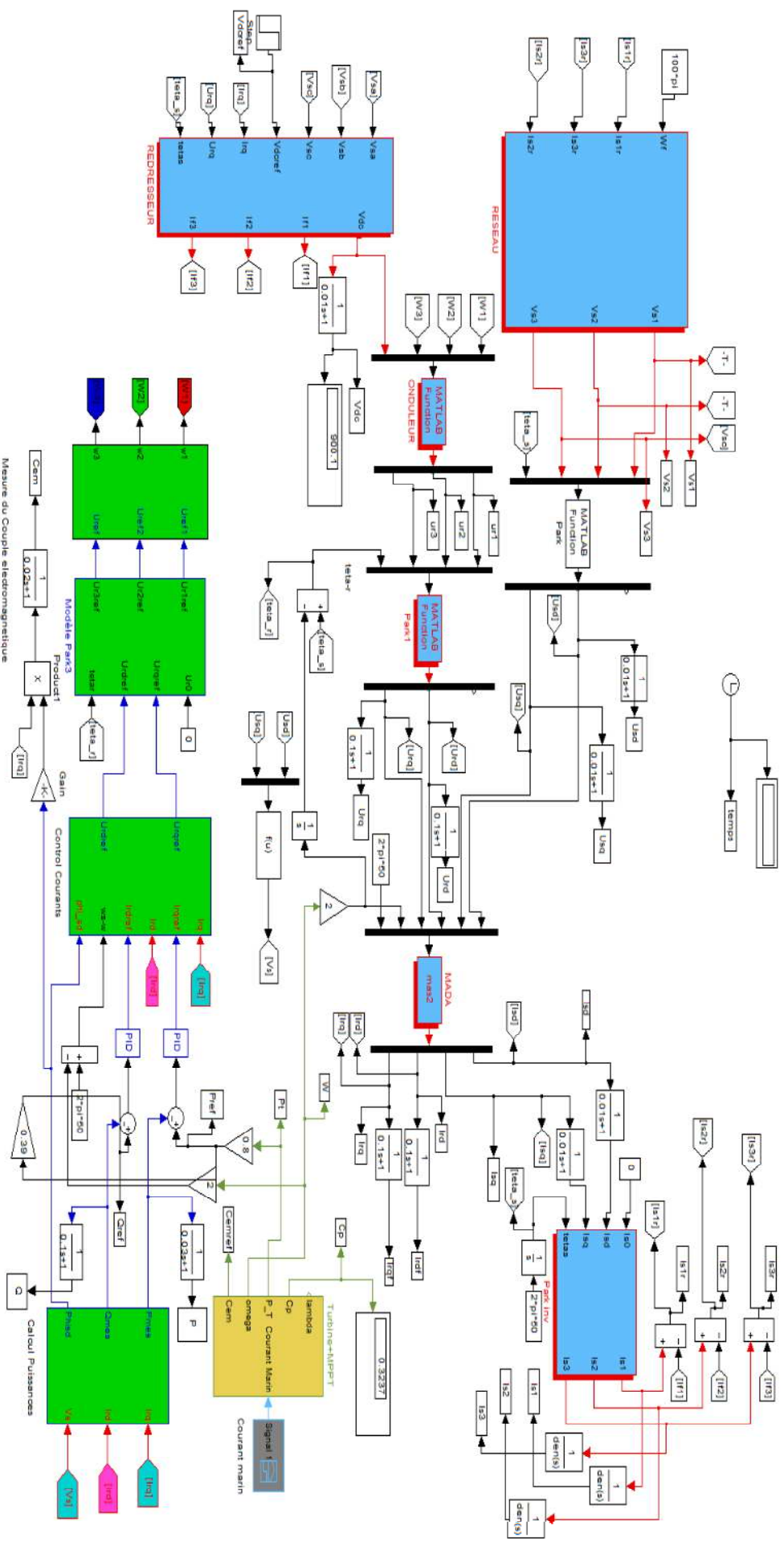


Figure IV. 35: Modèle Simulink de la chaîne de conversion hydroélectrique

IV.3.5.- Résultats de simulation

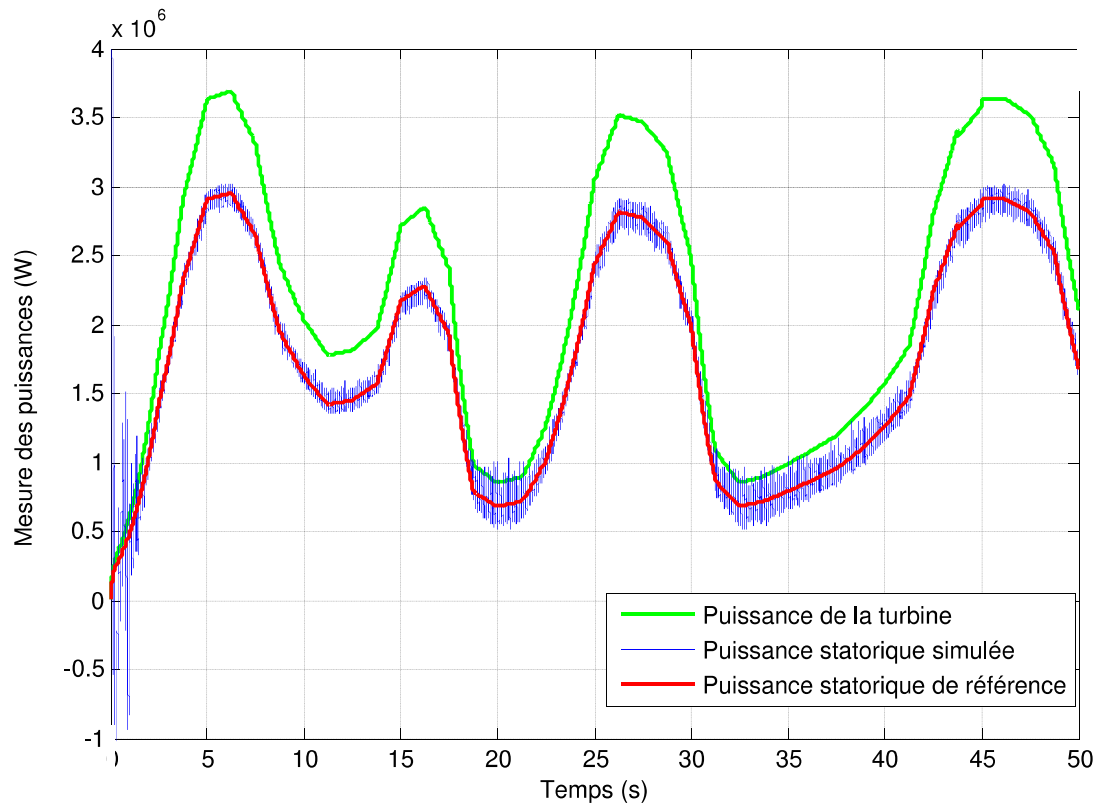


Figure IV. 36: Puissance de la turbine et puissance statorique

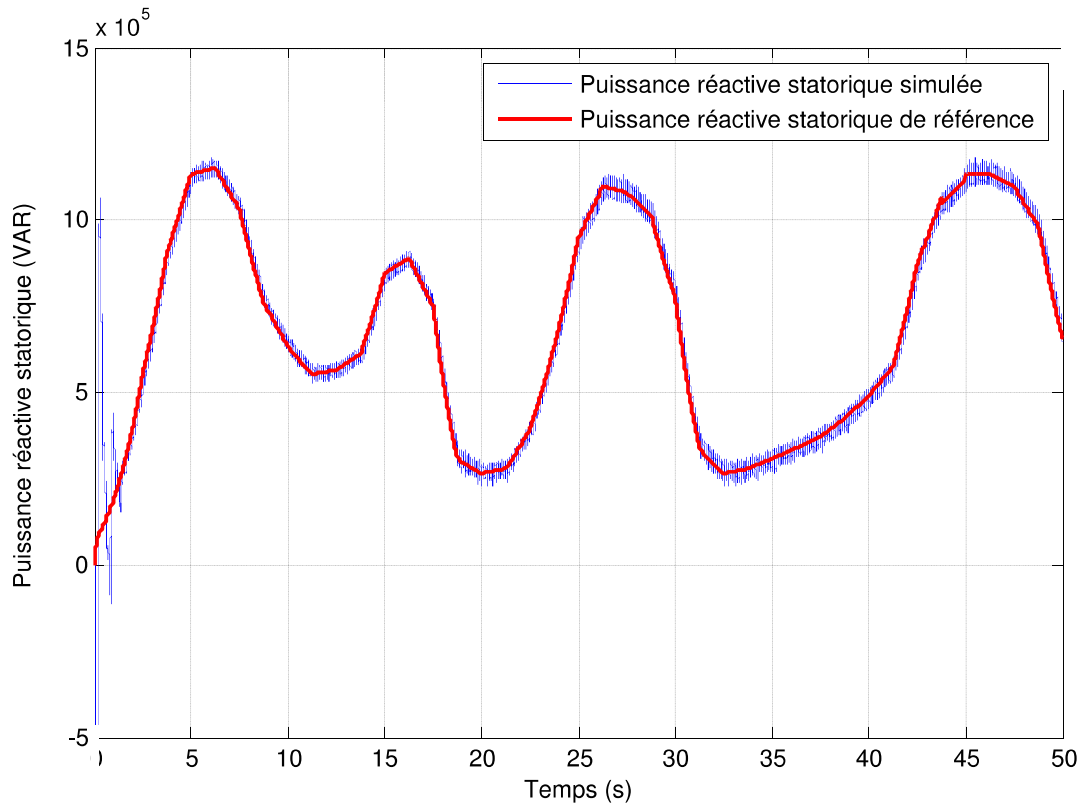


Figure IV. 37: Simulation de la puissance réactive statorique

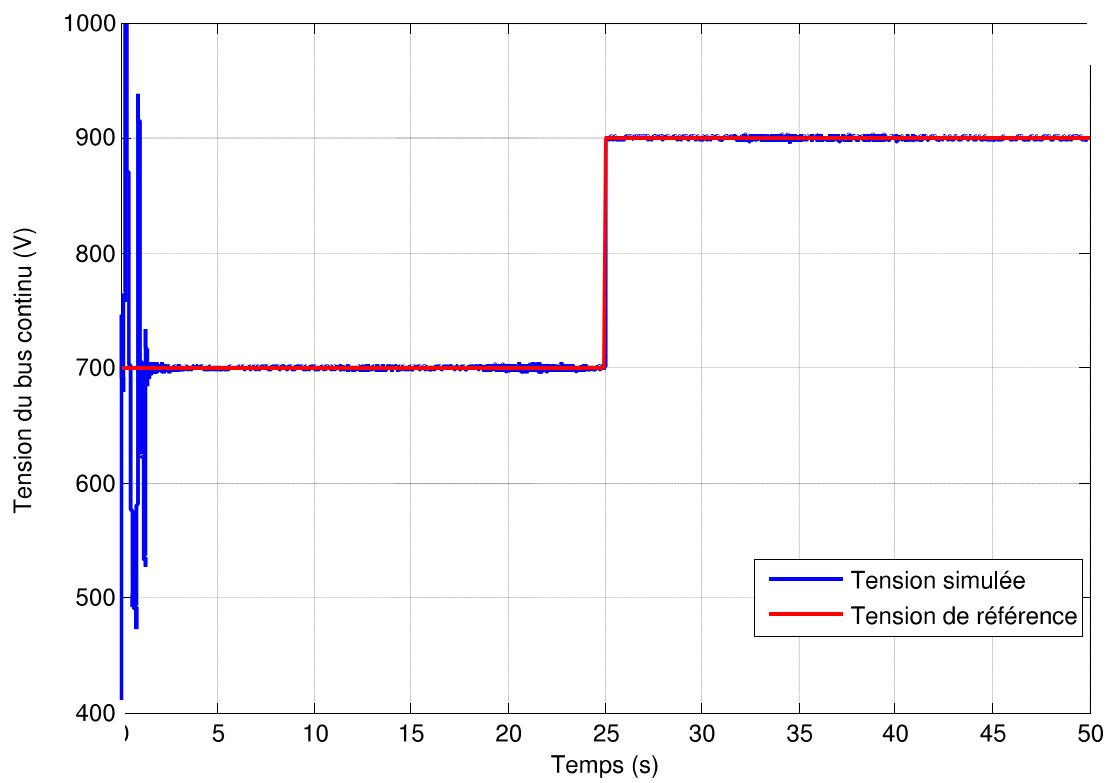


Figure IV. 38: Simulation de la tension du bus continu

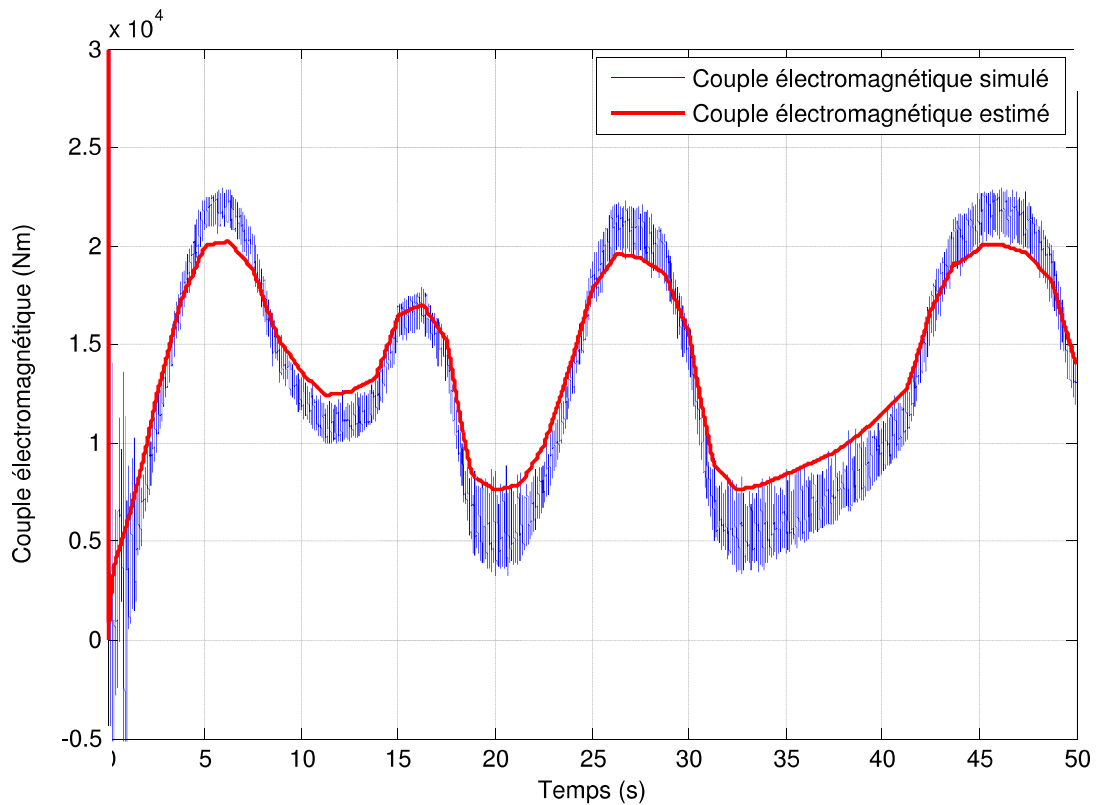


Figure IV. 39: Simulation du couple électromagnétique

La référence de la puissance statorique est prise avec un rendement. Nous avons aussi considéré que le transfert de puissance de la machine vers le réseau se fait uniquement via le stator. Donc, on est en fonctionnement hyposynchrone. Toutes ces considérations expliquent pourquoi la puissance fournie au réseau est inférieure à celle extraite par la turbine. Un facteur de puissance de 0.93 est pris en compte (voir norme EDF). Voilà pourquoi la puissance réactive statorique a le même profil que la puissance active.

D'autre part, pour le contrôle de la turbine hydrolienne, seulement le contrôle MPPT est pris en compte (pas de pitch control). Par conséquent, la puissance active, la puissance réactive, la vitesse de rotation et la couple électromagnétique évoluent toujours suivant le profil du courant marin. La simulation montre également que la tension du bus continu suit la référence choisie.

IV.4.- Etude des possibilités de couplage d'une éolienne et une hydrolienne

Le principe d'un système hybride consiste à coupler deux sources d'énergie telles que l'une compense l'autre afin d'assurer un régime continu de production. Dans le cas des sources d'énergie renouvelables, un problème majeur se pose. En effet, très souvent, les énergies renouvelables ne sont pas disponibles en permanence. Voilà pourquoi on utilise souvent un générateur Diesel pour compenser les périodes de non productivité ou un système de stockage d'énergie. Sur ce, peut-on vraiment parler de système hybride éolien-hydrolien ? La réponse sera donnée dans d'autres études qui continueront ce travail. Dans ce document, nous préférons parler de couplage entre les systèmes éolien et hydrolien. Le principe consiste à constituer un seul système avec les deux chaînes de conversion ; ce système global est ensuite connecté au réseau.

Le mode de couplage adopté dépend des machines électriques utilisées et du point de couplage. Dans notre étude, nous considérons que les deux chaînes de conversions (éolienne et hydrolienne) comprennent une MSAP. Le couplage de deux systèmes comportant des génératrices différentes est évidemment beaucoup plus complexe. Les résultats obtenus représentent un début pour des travaux ultérieurs.

Nous étudions deux modes de couplages : couplage au niveau du bus continu et couplage au niveau du réseau [5]. Nous avons choisi les mêmes principes de gestion pour le couplage de deux systèmes, notre choix se portant sur le même type de génératrice (MSAP) et sur les similitudes comportementales et de conversions énergétiques de deux types de turbines, éolienne et hydrolienne.

IV.4.1.- Couplage au niveau du bus continu.

Dans ce mode de couplage, un seul bus continu est utilisé. Deux convertisseurs (un pour chaque chaîne) sont utilisés pour faire transiter la puissance des MSAP vers le bus continu. Un seul convertisseur transmet la puissance totale au réseau (Voir Figure IV.40). Ce convertisseur contrôle de bus continu.

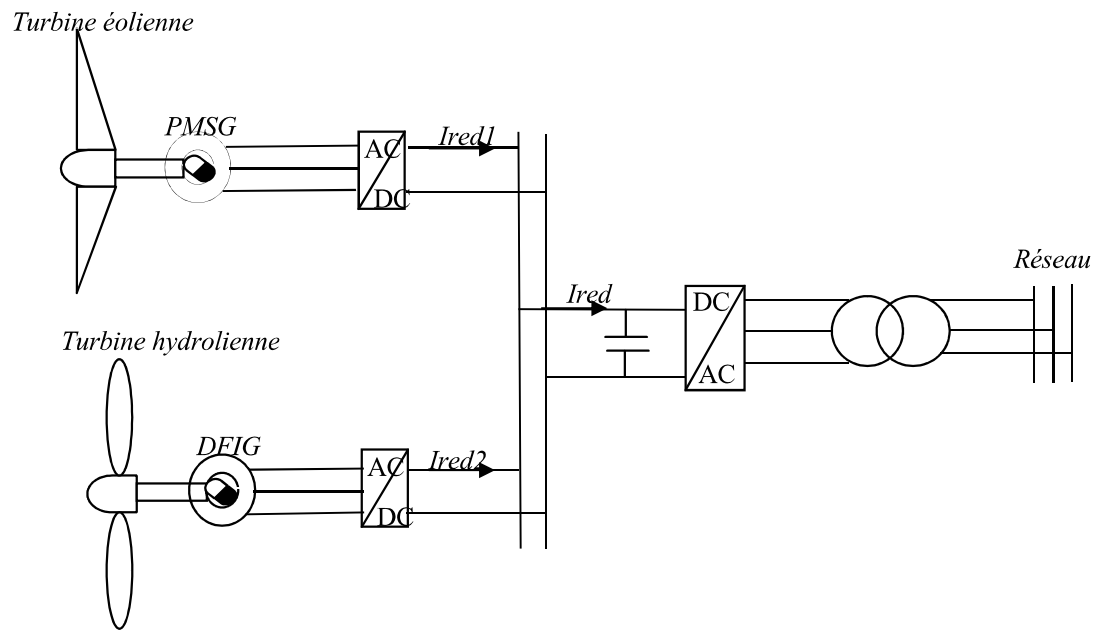


Figure IV. 40: Couplage d'une éolienne et une hydrolienne au niveau du bus continu

Avec :

I_{red1} : courant redressé de l'éolienne

I_{red2} : Courant redressé de l'hydrolienne

I_{red} : Courant redressé à l'entrée du bus continu

Avant le bus continu, le contrôle des deux sous-systèmes suit la même stratégie que le système éolien. Néanmoins le contrôle MPPT de la turbine hydrolienne se fait sans asservissement de la vitesse de rotation. Le contrôle de la connexion au réseau se fait également comme dans le cas du système éolien. Toutefois, la puissance active utilisée pour le calcul des références est la puissance globale. Cette puissance globale entre dans la modélisation du bus continu.

IV.4.1.1.- Résultats de simulation

Pour la simulation des systèmes couplés, nous utilisons les mêmes profils de vent et de courant marin que ci-dessus.

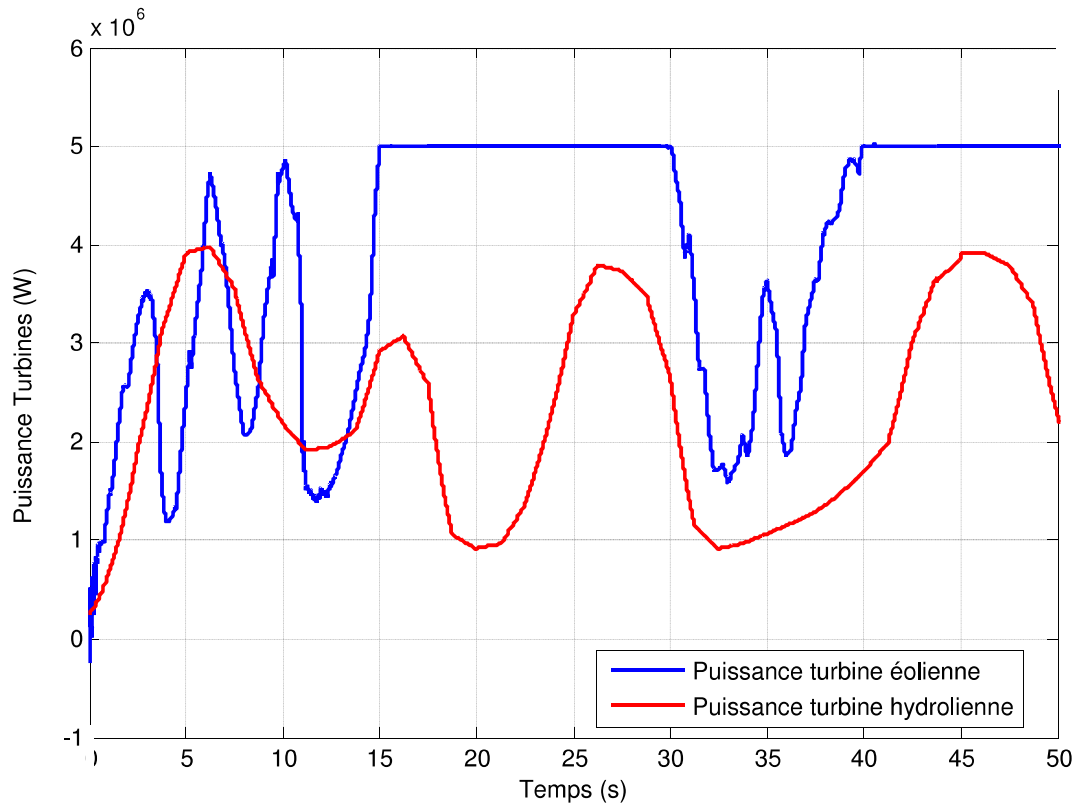


Figure IV. 41: Puissance des turbines

Sur l'intervalle de temps d'environ une minute, les deux puissances présentent les évolutions prévues selon les structures de commande mise au point pour le fonctionnement séparée.

Dans la figure suivante, les deux puissances s'additionnent pour fournir une puissance inférieure à 10 MW et dont l'évolution tient compte du profil du courant marin dans la zone d'extraction de puissance éolienne constante ($t \in [15, 30] \cup [40, 50]$), quand le pitch control ajuste l'angle de calage.

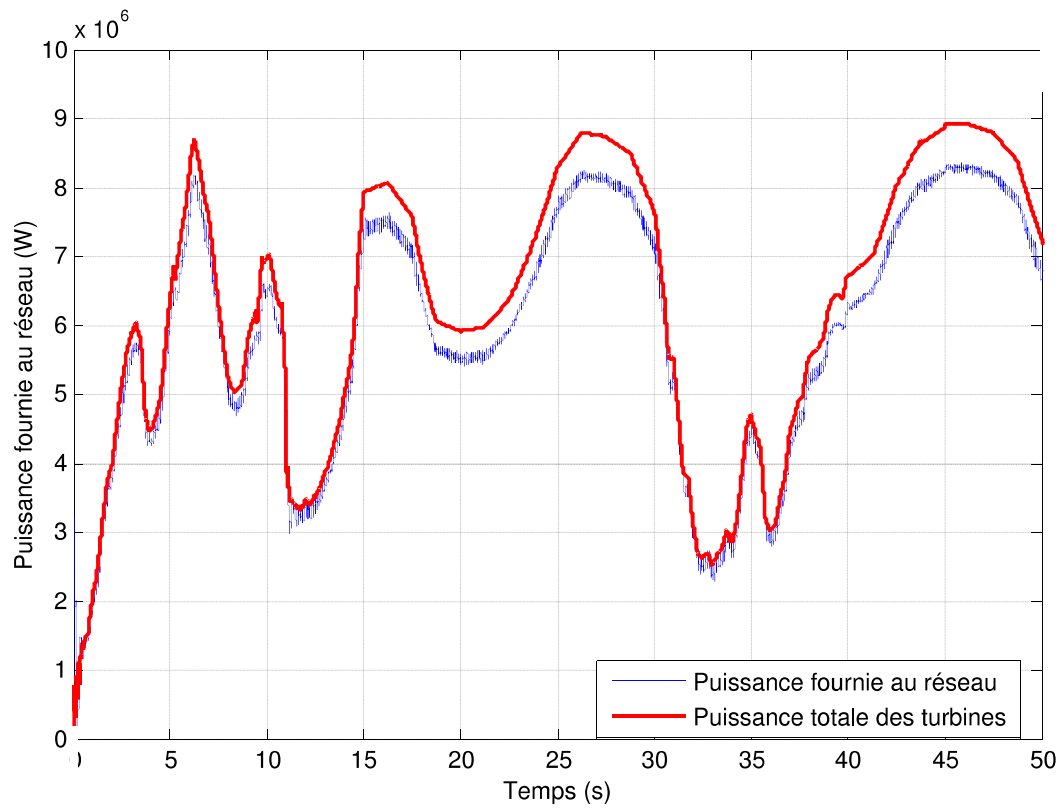


Figure IV. 42: Puissance fournie au réseau

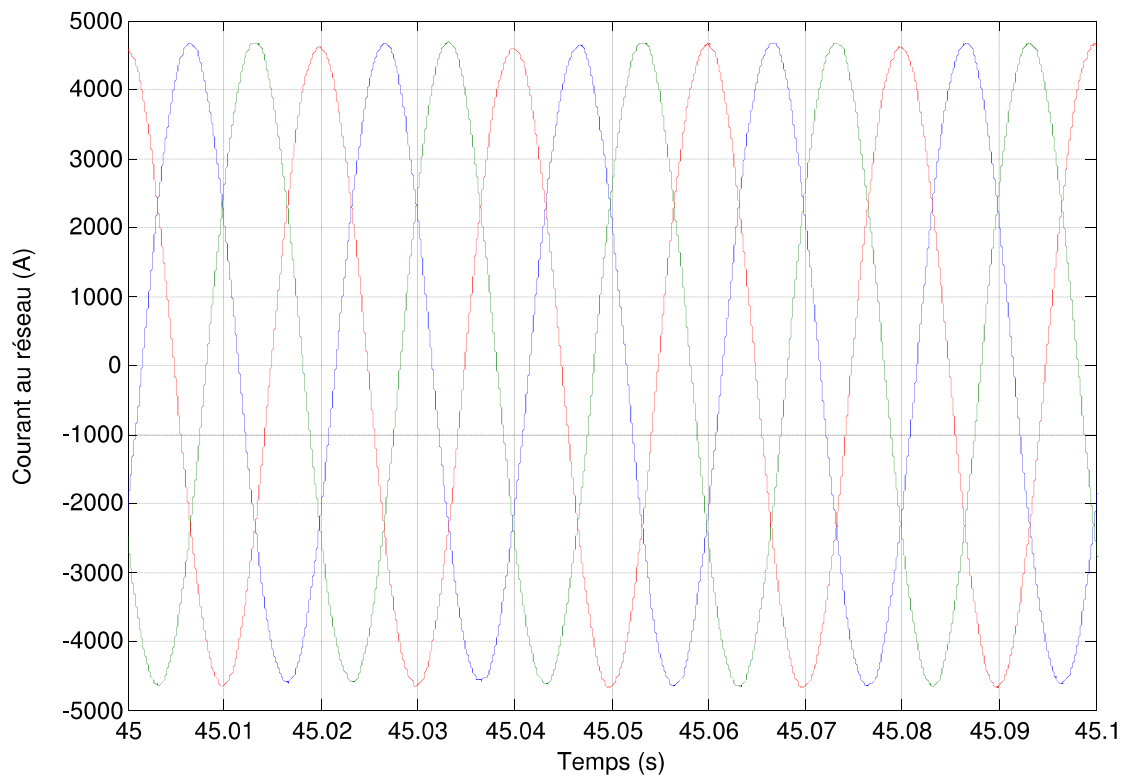


Figure IV. 43: Courant au réseau

IV.4.2.- Couplage au niveau du réseau

Dans ce mode de couplage, chaque chaîne de conversion est étudiée dans sa globalité. Ceci dit, deux convertisseurs sont utilisés pour chacune d'elles (voir Figure IV.44).

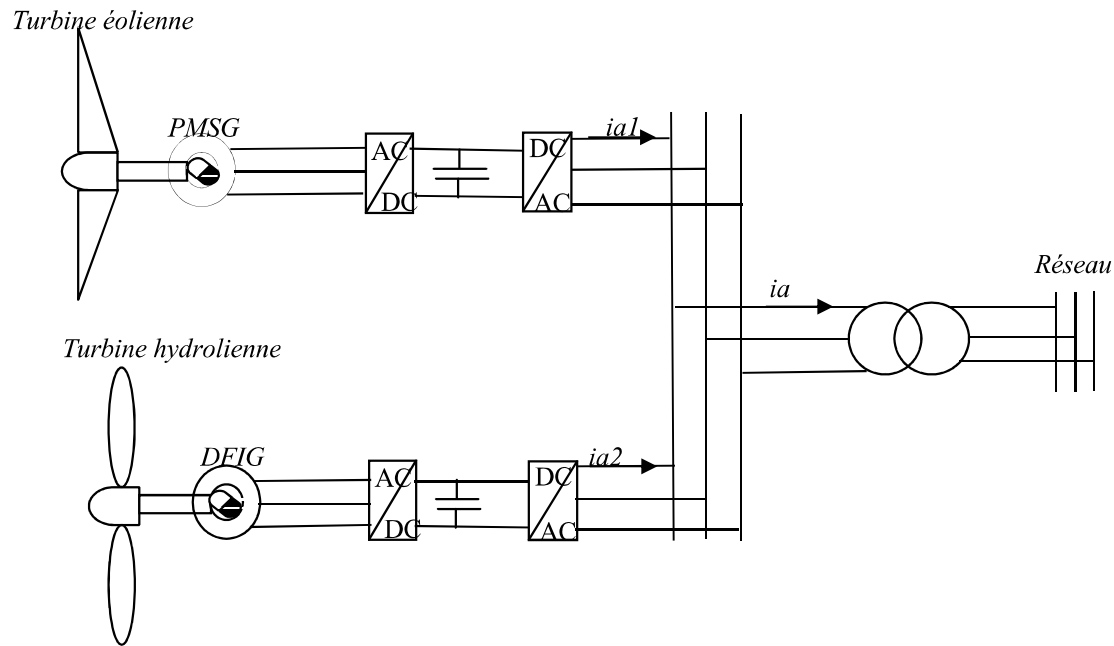


Figure IV. 44: Couplage d'une éolienne et une hydrolienne au niveau du réseau

Avec :

$ia1$: Courant de phase traversant le filtre de l'éolienne

$ia2$: Courant de phase traversant le filtre de l'hydrolienne

ia : Courant de phase au réseau.

Avant le couplage, le contrôle de chacun des sous-systèmes se fait suivant la même stratégie que dans le cas de la chaîne de conversion éolienne. Néanmoins, le contrôle MPPT de la turbine hydrolienne se fait sans asservissement de la vitesse de rotation. De plus, il n'y a pas de pitch control pour le système hydrolien.

Pour que ce couplage puisse être possible, nous avons veillé à ce que certaines conditions soient respectées. Entre autre, nous avons utilisé un seul PLL pour que :

- 1) les tensions à la sortie des sous-systèmes soient de même amplitude

- 2) les tensions soient de même fréquence
- 3) les composantes correspondantes soient de même phase

IV.4.2.1.- Résultats de simulation

Dans les figures qui suivent, on donne les puissances fournies aux réseaux par les deux systèmes ainsi que la puissance globale obtenue dans ce couplage.

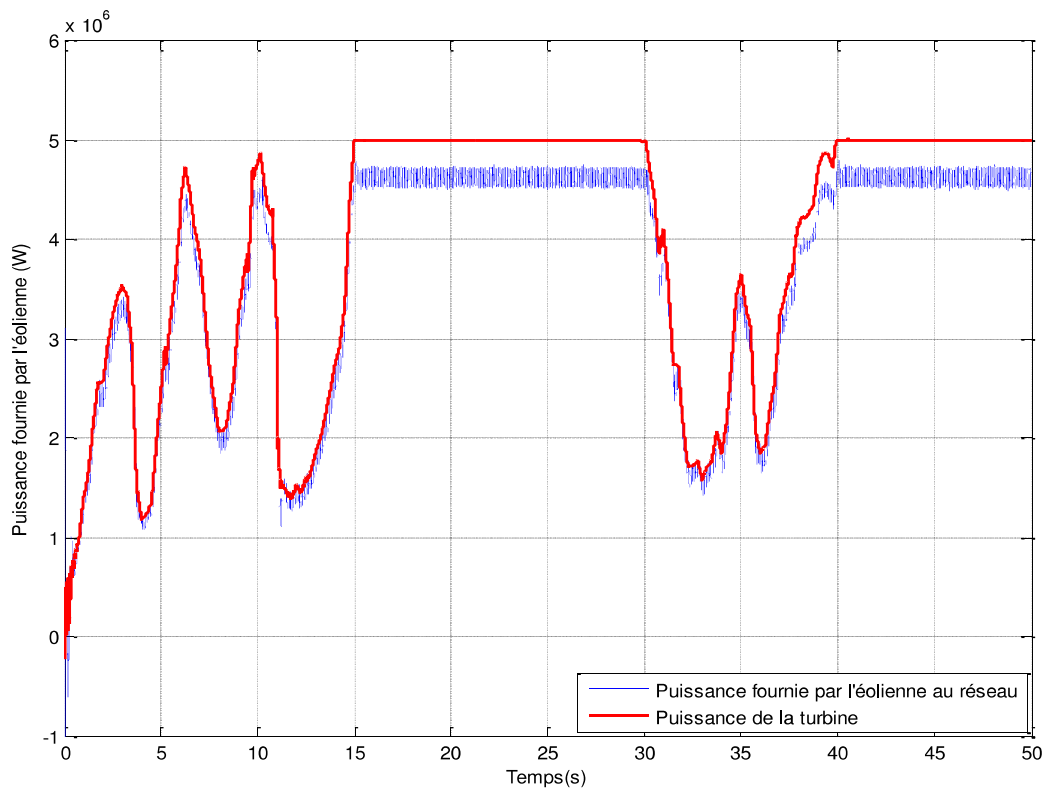


Figure IV. 45: Puissance du système éolien

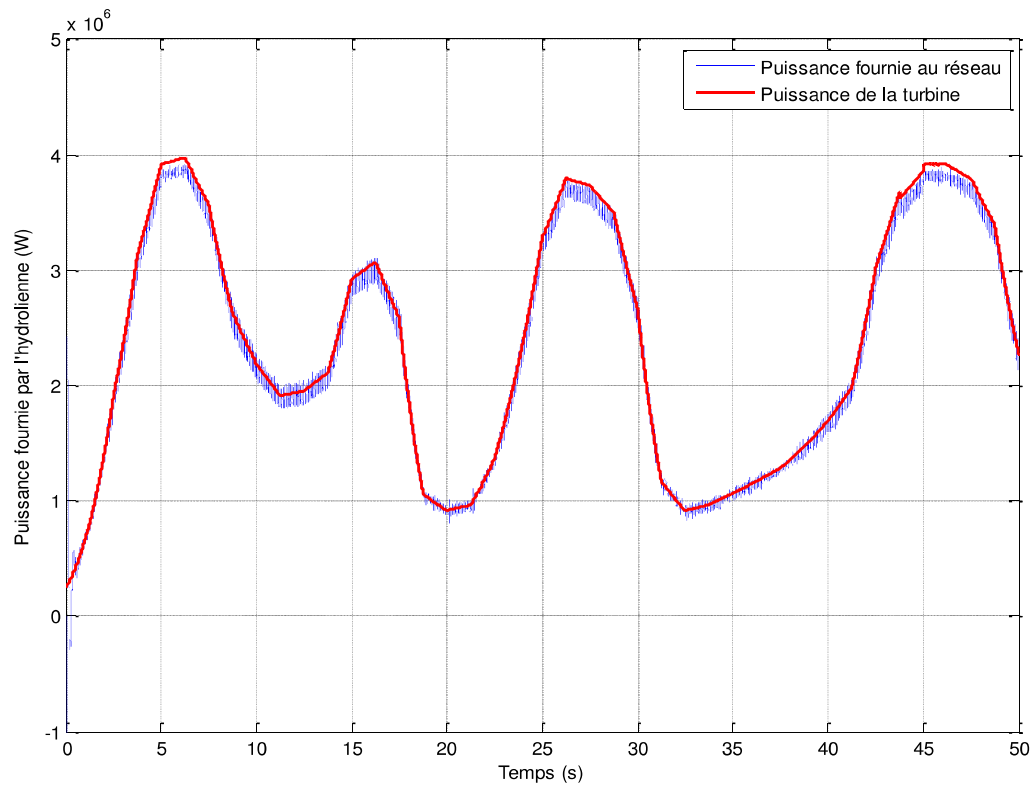


Figure IV. 46: Puissance du système hydrolien

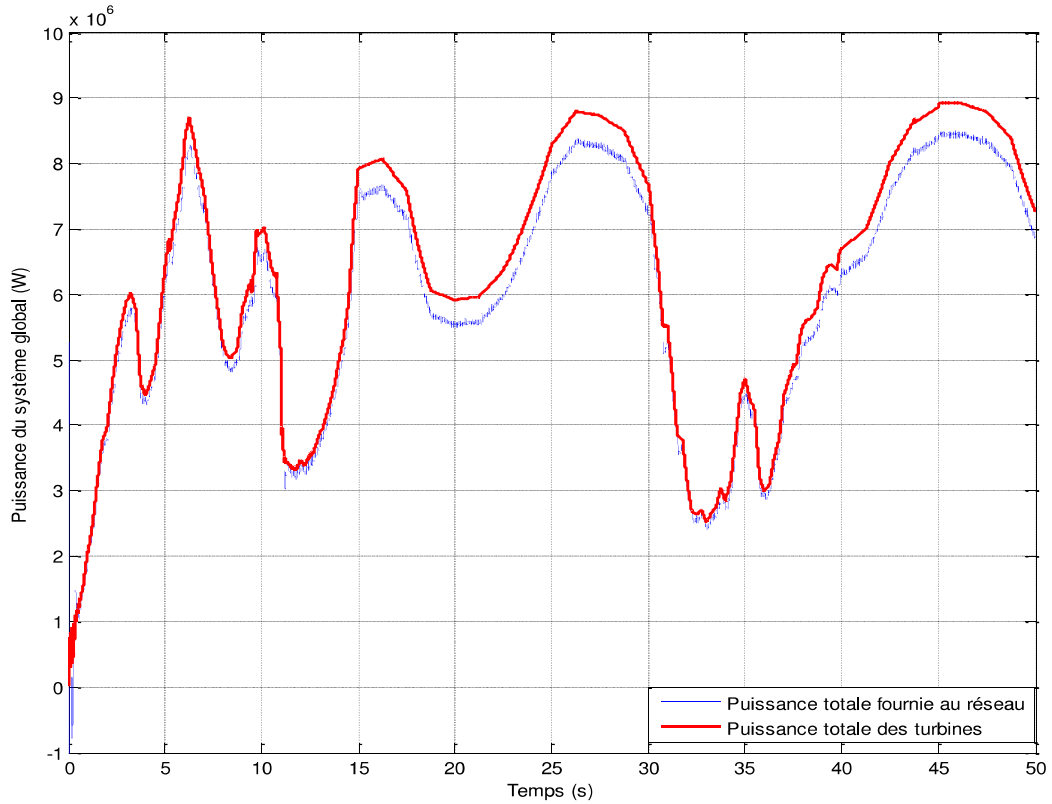


Figure IV. 47: Puissance du système global

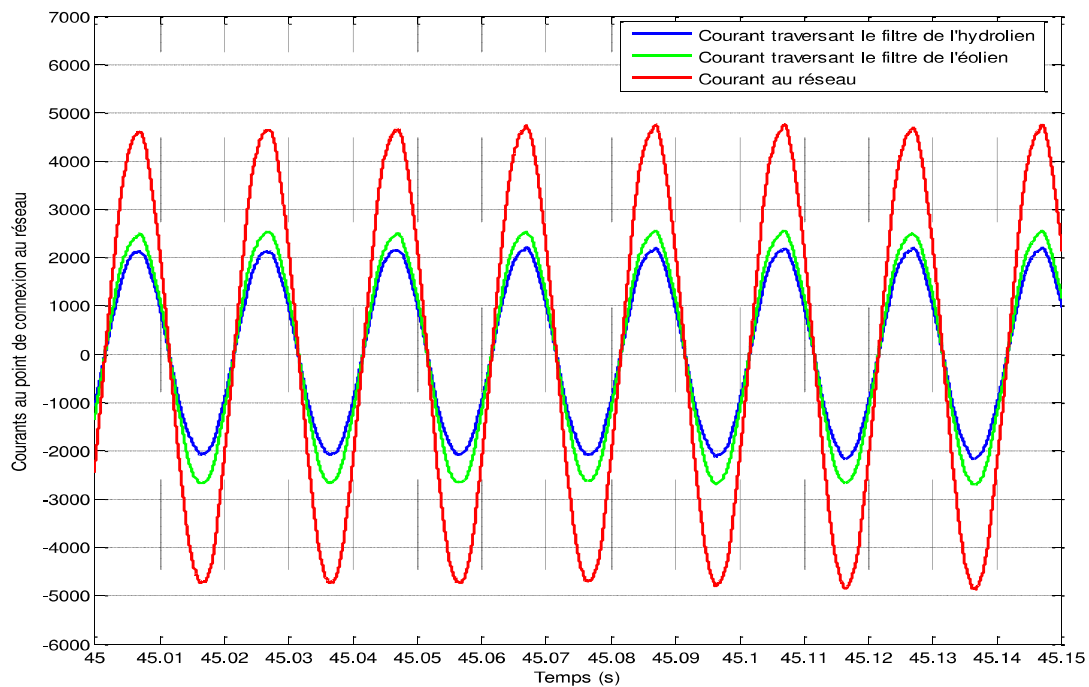


Figure IV. 48: Courant au point de connexion

IV.4.1.- Comparaison des deux modes de couplages

En termes de transfert de puissance, les deux modes de couplages ne diffèrent pas l'un de l'autre. Néanmoins, d'autres considérations peuvent orienter le choix.

Le couplage au niveau du bus continu peut permettre de réduire la taille des nacelles. En effet, le convertisseur côté réseau peut être mis dans une sous-station à l'extérieur de celles-là. Donc, ce mode de couplage permet une réduction de poids, ce qui réduit les efforts mécaniques sur le mat. De plus, le couplage sur le bus continu requiert une seule connexion au réseau, ce qui facilite la stratégie de contrôle. Le lissage des fluctuations des deux ressources (le vent et le courant marin) se réalise plus facilement car le paramètre à contrôler est la tension du bus continu, le point commun de connexion de deux sources énergétiques de dynamiques différentes.

Toutefois, ce mode de couplage utilise un seul convertisseur pour la connexion au réseau. Ce convertisseur doit être largement plus puissant que ceux utilisés pour le couplage côté réseau. Le risque de détérioration est donc plus élevé.

Pour le couplage au niveau du réseau, nous avons réalisé un schéma de simulation dont les résultats nous permettent de collecter les deux énergies en maximisant les puissances disponibles. Les schémas de simulation permettent un développement ultérieur pour l'étude de la stabilité de la connexion au réseau, de la sensibilité du système globale par rapport aux perturbations et aux défauts du réseau. Il est à noter que le manque du système de réglage de l'angle de calage pour hydrolienne peut engendrer une variabilité de l'injection de l'énergie difficile à accepter dans le réseau, quelle que soit la connexion en continu ou en alternatif.

Les flux énergétiques ne diffèrent pas d'autant plus que nous avons négligé les pertes dans les composantes des systèmes donc les bilans énergétiques sont les mêmes. On remarque les évolutions identiques des puissances injectées au réseau, ce qui nous donne une confirmation de plus que les deux systèmes sont bien modélisés et simulés.

L'outil de simulation développé nous donne la possibilité de concevoir un système de production d'énergie combinant éolienne et hydrolienne et particulièrement quand cette dernière amène son apport énergétique dans les intervalles de temps où la puissance éolienne est limitée par le pitch contrôle.

IV.5.- Conclusion

A travers ce chapitre, nous présentons dans un premier temps le développement des systèmes éolien et hydrolien sur l'environnement Matlab/Simulink/SimPowerSystems. La commande MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation est utilisée pour la turbine éolienne ; tandis la turbine hydrolienne est commandée avec la méthode MPPT sans asservissement de la vitesse de rotation. Après l'analyse de ces systèmes, deux modes de couplages sont présentés. Pour cela, nous avons supposé que les chaînes de conversion comprennent chacune une MSAP. Des résultats sont exposés pour comparer ces deux modes de couplages.

IV.6.- Références bibliographiques

- [1] Ikni D., Camara M.B, Payman A., Dakyo B. “*Dynamic control of wind energy conversion system*”, Ecological vehicles and renewable energies (EVER), 8th international conference and exhibition on, Monaco, 2013
- [2] Bibliothèque de Matlab/Simulink/SimpowerSystem 2010
- [3] Pierre S., Nichita C., Camara M.B., Dakyo B. « *Control strategy of a wind turbine simulation system designed for a hybrid wind-tidal real time emulator.* » 3rd Renewable Power Generation Conference (RPGTM), Naples, Italy, 24-25 September 2014.
- [4] Gaillard A. « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l’étude de la qualité de l’énergie électrique et de la continuité de service.* » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [5] Pierre S., Nichita C., Brossard J., Dakyo B. « *Overview and analysis of different offshore wind-tidal hybrid systems as starting points for a real time development.* ” XIII Spanish Portuguese conference on electrical engineering (XIII CHLIE, Valencia, Spain), July 3-5, 2013

Conclusion et perspectives

“A defo chen, kabrit al lachas”.-Proverbe haïtien

*“Ne dis pas peu de choses en beaucoup de mots, mais dis
beaucoup de choses en peu de mots”*.-Pythagore

Conclusion et perspectives

Il ressort de ce document que le réchauffement climatique préoccupe les grandes nations de notre planète. Nous avons pris pour preuve les grands sommets des Nations Unies qui ont eu lieu sur ce thème et les différentes conventions qui ont été signées. Parmi ceux-ci, nous avons mentionné le sommet de la terre de 1992 (Rio de Janeiro) qui a donné naissance à une Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. Nous avons également cité le protocole de Kyoto et plus récemment la conférence de Lima (Décembre 2014). Dans tous ces protocoles, conventions ou conférences, les nations se sont engagées à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Pour atteindre cet objectif, beaucoup de pays ont dû revoir leur mode de production d'électricité. En effet, ils ont au fur à mesure abandonné les modes de production traditionnels pour se tourner vers les sources d'énergie renouvelables et propres. Parmi les technologies d'énergies renouvelables, nous nous sommes arrêtés particulièrement sur l'éolienne et l'hydrolienne. Etant donné le rapprochement de ces deux systèmes, il y a été demandé au GREAH s'il serait possible de réaliser un système hybride éolien-hydrolien. C'est la grande question à laquelle nous avons tenté de répondre dans ce travail.

Juste avant de traiter le sujet proprement dit, nous avons considéré ce qui est déjà fait dans le domaine. Ainsi avons-nous fait l'état de l'art. Cette partie est divisée en deux : l'état de l'art de l'éolienne et celui de l'hydrolienne. Le premier a commencé par un historique qui a retracé le parcours de l'éolienne depuis 5000 avant notre ère jusqu'à notre époque en passant par les XIX^{ème} et XX^{ème} siècles. Cet historique a recensé les pierres que des hommes comme Paul LACOUR, Charles F. BRUSH, Johannes JUUL ont apporté à l'édifice pour que nous ayons l'éolienne que nous connaissons aujourd'hui. Nous avons également parlé des différents types d'éoliennes qui peuvent être mises dans deux classes : éoliennes à axe vertical et éoliennes à axe horizontal. En prenant les chiffres fournis par les différentes instances responsables des statistiques de l'éolienne dans le monde (GWEC, EWEA,...), nous avons souligné que la capacité éolienne augmente considérablement pour atteindre plus de 318 GW au 31 Décembre 2013 alors qu'elle n'était que 39 GW en 2003.

Tout comme l'éolienne, l'état de l'art de l'hydrolienne a commencé par un historique qui part de l'utilisation des moulins à marée pour arriver à l'hydrolienne que nous avons

aujourd'hui. Les cartes des courants marins mondiale, européenne et française que nous avons présentées attestent de l'intérêt qu'on a à investir dans cette technologie. Nous avons aussi présenté le classement des hydroliennes : hydroliennes à axe vertical, hydroliennes à axe horizontal, hydrolienne à ailes battantes et hydroliennes à aubes flottantes. Sur la base de ces différentes technologies, nous avons fait mention de plusieurs projets qui ont vu le jour ou sont en cours.

Cet état de l'art nous a convaincu de l'importante accordée à l'éolienne et l'hydrolienne à notre époque. Donc, étudier la possibilité de coupler ces deux chaînes de conversions ne peut être qu'un sujet intéressant. Pour réaliser ce projet, il est important de maîtriser chacune séparément. Voilà pourquoi nous les avons modélisées. Le système éolien que nous avons considéré comprend une machine synchrone à aimants permanents. Le modèle de la turbine éolienne est passé par sa puissance c'est-à-dire par la quantité d'énergie qu'elle peut extraire à un instant. Dans cette puissance est intervenu un rendement connu sous le nom de coefficient de puissance. Celui-ci peut être fourni par le constructeur. Dans ce cas, on peut dire que la turbine est bien caractérisée. Dans le cas contraire, on peut le calculer à partir des caractéristiques géométriques de la turbine. Le calcul de la puissance a fait intervenir également la masse volumique de l'air et le rayon de la turbine. Le modèle de la machine synchrone à aimants permanents (MSAP) s'est fait à partir de la loi de Faraday permettant d'avoir les équations caractéristiques dans le repère naturel. Une transformation mathématique (transformée de Park) a permis de modéliser la machine sur deux axes au lieu de trois. Ce procédé a facilité la commande qui est faite sur deux axes au lieu des trois du repère naturel. La chaîne de conversion éolienne comprend également deux convertisseurs statiques réversibles à commande MLI. Leur modélisation s'est fait en considérant leur connexion à la machine et au réseau.

La chaîne hydrolienne que nous avons étudiée comprend une Machine Asynchrone à Double Alimentation. Tout comme pour l'éolienne, la modélisation de la turbine hydrolienne s'est fait en calculant sa puissance. La différence réside dans la masse volumique de l'eau de mer qui est très grande par rapport à celle de l'air (800 fois). La modélisation de la MADA, comme pour la MSAP, s'est fait d'abord dans le repère naturel. Puis pour les mêmes, nous avons utilisé la transformée de Park afin d'avoir un modèle sur deux axes. La machine asynchrone est également modélisée à l'aide du modèle d'état. Celui-ci est très utile lorsqu'on a un système complexe à commander. Un multiplicateur est utilisé dans la chaîne

hydrolienne. Un modèle simple est utilisé pour le représenter. Il s'agit d'utiliser un coefficient de multiplication. Les mêmes convertisseurs sont utilisés pour l'éolienne et l'hydrolienne.

Une étape très importante dans notre travail a été la commande des systèmes. La commande du système éolien a commencé par la recherche du MPPT de la turbine. Pour cette turbine, nous avons utilisé le contrôle MPPT avec asservissement de la vitesse de rotation. Cette méthode consiste à se servir d'un régulateur pour maintenir la vitesse de rotation à une valeur de référence. Nous avons également procédé à un pitch control pour limiter la puissance extraite lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale. Pour le contrôle vectoriel de la MSAP, nous avons tout d'abord procédé à un découplage. En effet, le modèle de cette machine dans le repère de Park a montré que les tensions directe et quadratique dépendent simultanément des courants direct et quadratique. Le mode de découplage utilisé permet d'associer chaque composante de tension à la composante de courant correspondante. Les termes de couplages sont considérés comme les perturbations à compenser. Ainsi, chaque composante de courant peut être contrôlée par son propre régulateur. La référence du courant direct est considérée comme nulle, tandis que celle de la composante quadratique s'est calculée à partir du couple électromagnétique de référence résultant du contrôle MPPT. Le contrôle de la connexion de l'éolienne au réseau a suivi le même principe du découplage. La référence de la composante directe du courant traversant le filtre est résultée du contrôle de la tension du bus continu. La référence de la composante quadratique est venue du contrôle de la puissance réactive transmise au réseau. Donc, pour la connexion, il y a eu deux boucles de régulation. La boucle externe comprenant la régulation du bus continu ou de la puissance réactive et la boucle interne qui a englobé le contrôle des courants.

Pour le contrôle MPPT de la turbine hydrolienne, nous avons utilisé la méthode sans asservissement de la vitesse de rotation. A la différence de la méthode précédente, celle-ci n'a pas utilisé de régulateur. Le courant marin n'est pas mesuré mais plutôt estimé. En effet, sachant la valeur optimale de la vitesse spécifique, en captant la vitesse de rotation, nous avons estimé la vitesse du courant marin. Cette méthode a supposé que la vitesse du courant marin n'ait presque pas varié en régime permanent. Cette considération a impliqué que le couple dynamique est négligeable. A partir de là, l'équation dynamique, l'expression de la puissance de la turbine et le modèle du multiplicateur ont permis d'estimer le couple électromagnétique.

Pour le contrôle vectoriel de la MADA nous avons considéré un modèle lié au champ tournant statorique et que le flux est orienté suivant l'axe d . Cette considération a impliqué que la tension statorique suivant l'axe d est nulle. Ainsi, nous avons exprimé les courants statoriques en fonction des courants rotoriques. Toutefois, cela n'a pas empêché que le système rotorique reste couplé. Voilà pourquoi comme dans le cas de la MSAP, nous avons procédé à un découplage. Ainsi, chaque courant rotorique est contrôlé à l'aide de son propre régulateur. La référence de la composante q est provenue de l'expression du couple électromagnétique et celle de la composante d est résultée de l'expression de la puissance réactive. La connexion au réseau s'est faite comme dans le cas de l'éolienne. La référence du courant d traversant le filtre est venue du contrôle de la puissance réactive et celle de la composante q est résultée de la régulation de la tension du bus continu.

Nous avons voulu vérifier les modèles et le choix des stratégies de contrôle. Pour cela, nous avons utilisé l'environnement Matlab/Simulink/SimpowerSystem. Nous avons modélisé les turbines et leurs commandes à l'aide des composants Simulink. Pour la MSAP, nous avons utilisé une machine déjà modélisée dans SimpowerSystem. Il en est de même pour les convertisseurs statiques. Pour la MADA, nous avons utilisé le bloc des équations d'état.

En comparant les résultats des deux modes de contrôle MPPT, nous avons constaté que le contrôle avec asservissement de la vitesse de rotation a permis à la turbine d'avoir un meilleur rendement que le contrôle sans asservissement de la vitesse de rotation. Tandis que ce dernier a permis de réduire le temps de calcul. Les résultats du système éolien nous ont permis de voir que les mesures ont suivi leurs références respectives. En comparant la puissance active fournie au réseau à la puissance sur l'arbre de la turbine, nous avons remarqué que, malgré l'hypothèse du système idéal, il y a eu pertes. Les résultats de l'éolienne nous ont également montré qu'au moment où la vitesse du vent a été inférieure à sa valeur nominale, la commande MPPT a maintenu le coefficient de puissance à sa valeur maximale. Dans ce cas, la puissance a évolué suivant le profil de la vitesse du vent. Lorsque celle-ci a dépassé sa valeur nominale, le pitch control a ajusté l'angle de calage à tout moment de telle sorte que la puissance de la turbine ait été toujours égale à sa valeur nominale. Les résultats de la commande du système hydrolien ont attesté qu'une bonne estimation du couple électromagnétique a été faite.

Après, l'analyse des systèmes séparément, nous avons étudié deux modes de couplages en supposant que les deux chaînes de conversion comportent une MSAP. Les

résultats nous ont montré que les deux modes de couplage ont fourni le même rendement. Toutefois, le couplage au niveau du bus continu a présenté l'avantage d'utiliser moins de convertisseur ce qui peut permettre de réduire la taille des nacelles. Néanmoins, le convertisseur utilisé pour la connexion au réseau doit être de grande puissance.

Nous ne pouvons pas avoir la présomption de dire que nous avons épuisé le sujet. Certes nous avons réalisé un grand travail, mais il en reste encore à faire. En effet, nous avons étudié des chaînes de conversion comprenant une MSAP ou une MADA. Sur ce, nous pensons qu'un travail futur peut être d'étudier les modes de couplage avec deux MADA, ainsi que ceux faisant appel à une MSAP et une MADA. De plus, au GREAH, il existe un émulateur éolien et un émulateur hydrolien. Les résultats obtenus en simulations numériques peuvent être implémentés dans ces systèmes afin de pouvoir effectuer diverses manipulations pour analyser à l'échelle réduite mais en temps réel les comportements des systèmes résultant des couplages éolien-hydroliens.

Annexes

« Se senk kob ki fè goud ».- Proverbe haïtien

*« Nous courons sans souci dans le précipice après que nous avons
mis quelque chose devant nous pour nous empêcher de le voir ».-
Blaise Pascal*

ANNEXE I

Exemple de calcul d'un régulateur PI

Un régulateur PI a une action proportionnelle et une action intégrale. Ainsi, la fonction de transfert d'un tel régulateur est :

$$k_p + \frac{k_i}{S}$$

Avec:

k_p : Constante proportionnelle

k_i : Constante intégrale

S : Variable complexe de Laplace

Supposons une composante de courant à réguler tel que :

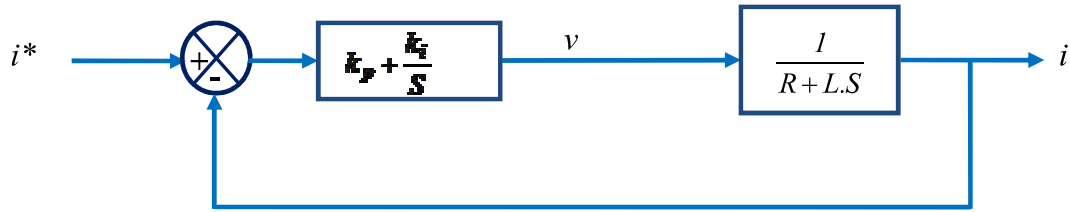
$$i = \frac{v}{R + L.S}$$

Avec:

V : Tension d'alimentation

R et L : Respectivement résistance et Inductance

La boucle de régulation s'écrit alors :



La fonction de transfert en boucle ouverte est :

$$G_o = \left[k_p + \frac{k_i}{S} \right] \cdot \left[\frac{I}{R + L.S} \right]$$

La fonction de transfert en boucle fermée est :

$$G_F = \frac{\left[k_p + \frac{k_i}{S} \right] \cdot \left[\frac{I}{R + L.S} \right]}{1 + \left[k_p + \frac{k_i}{S} \right] \cdot \left[\frac{I}{R + L.S} \right]}$$

Multiplions et divisions l'expression précédente par : $\left[\frac{S}{R + L.S} \right]$ Elle devient :

$$G_F = \frac{k_p \cdot S + k_i}{L.S^2 + [R + k_p]S + k_i}$$

Multiplions et divisons par $\frac{I}{k_i}$. L'expression précédente vient alors :

$$G_F = \frac{\frac{k_p}{k_i} \cdot S + I}{\frac{I}{L} S^2 + \left[\frac{R + k_p}{k_i} \right] S + I}$$

Si nous introduisons un filtre à l'entrée du système tel que sa fonction de transfert soit :

$$\frac{I}{\frac{k_p}{k_i} \cdot S + I} \text{ la fonction de transfert en boucle fermée devient :}$$

$$G_F = \frac{I}{\frac{L}{k_i} S^2 + \left[\frac{R+k_p}{k_i} \right] S + I}$$

Sur ce, nous remarquons que la fonction de transfert en boucle fermée du système s'apparente à un système du second degré. En effet, la fonction de transfert d'un système du second degré s'écrit par la formule suivante :

$$\frac{I}{\frac{I}{w_n^2} S^2 + \frac{2.\varepsilon}{w_n} S + I}$$

Avec:

w_n : Pulsation naturelle

ε : Amortissement

Par identification, nous pouvons déterminer les paramètres du régulateur PI.

$$\begin{aligned} \frac{L}{k_i} &= \frac{I}{w_n^2} \Rightarrow k_i = w_n^2 . L \\ \frac{R+k_p}{k_i} &= \frac{2.\varepsilon}{w_n} \Rightarrow k_p = \frac{2.\varepsilon}{w_n} . k_i - R \Rightarrow k_p = 2.\varepsilon . w_n . L - R \end{aligned}$$

Nous avons considéré: $w_n = \frac{2.\pi}{T}$ tel que $T \leq \frac{\tau}{10}$ avec $\tau = \frac{L}{R}$
 $\varepsilon = 0.707$

ANNEXE II

Valeurs des paramètres utilisés

Turbine éolienne¹	
Puissance nominale	5 MW
Vitesse nominale du vent	11 m/s
Rayon	60.34 m
Masse volumique de l'air	1.225 kg/m ³
Moment d'inertie	10000 kg.m ²
Coefficient de frottement	0
Cpmax	0.5362
λ_{opt}	6.4734
MSAP	
Rs	6.25x10 ⁻³ Ω
Ld=Lq	4.229x10 ⁻³
p	75
flux	11.1464 Weber
Bus Continu	
C	0.06 F
Filtre	
Rf	0 Ω
Lf	5x10 ⁻⁴ H
Réseau et Transformateur	
Tension avant le transformateur	900 V
Tension du réseau	33 kV

¹ Ikni D., Camara M.B, Payman A., Dakyo B. "Dynamic control of wind energy conversion system", Ecological vehicles and renewable energies (EVER), 8th international conference and exhibition on, Monaco, 2013

Turbine hydrolienne²	
Puissance nominale	5 MW
Vitesse nominale du courant	4.18 m/s
Rayon	11 m
Masse volumique de l'air	1024 kg/m ³
Moment d'inertie	1000 kg.m ²
Coefficient de frottement	0.0024
Cpmax	0.35
λ_{opt}	7.07
Coefficient de multiplication	75
MADA	
Rs	0.012 Ω
Rr	0.021 Ω
Ls	0.0137 H
Lr	0.0136 H
M	0.0135 H
p	2
Bus Continu	
C	10 mF
Filtre	
Rf	0.0016 Ω
Lf	0.004 H
Réseau et Transformateur	
Tension avant le transformateur	950 V
Tension du réseau	20 kV

² Gaillard A. « *Système éolien basé sur une MADA : contribution à l'étude de la qualité de l'énergie électrique et de la continuité de service.* » Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.

Contribution au développement d'un concept d'hybridation énergétique: structures de commande d'un système intégré éolien-hydrolien

Résumé

Ce mémoire traite de la problématique d'hybridation éolienne-hydrolienne. Elle pose d'abord l'hypothèse d'une éolienne basée sur une Machine Synchrone à Aimants Permanents (MSAP) et une hydrolienne utilisant une Machine Asynchrone à Double Alimentation (MADA). Puis, elle présente la modélisation des différents éléments qui composent chacune des chaînes de conversion, de la turbine à la connexion au réseau en passant par la machine électrique et les convertisseurs statiques. Des stratégies de commande y sont aussi développées. Celles-ci permettent d'extraire le maximum d'énergie tout en tenant compte des limites des systèmes. La thèse étudie également deux possibilités de couplage d'une éolienne et hydrolienne qui toutes deux utilisent une MSAP. Les résultats de simulation obtenus des modèles que nous avons développés dans l'environnement Matlab/Simulink/SimpowerSystem permettent de valider les stratégies de commande utilisées et de conclure qu'un bon choix serait d'opter pour le couplage au niveau du bus continu.

Mots clés : Système éolien; Système hydrolien; Modélisation; Coefficient de puissance ; Transformée de Park; MPPT ; Contrôle vectoriel ; Système hybride éolien-hydrolien.

Contribution to the development of an energy hybrid concept: control structures of a wind-tidal hybrid integrated system

Abstract

This thesis addresses the problem of wind-tidal turbines hybridization. It first raises the hypothesis of a wind turbine based on Synchronous Permanent Magnet Machine (PMSM) and a tidal using a Double-Fed Induction Generator (DFIG). So, it presents the modeling of different elements that make up each system studied, from the turbine to the network connection through the electric machine and static converters. Control strategies are also developed. These are used to extract the maximum energy while taking into account the limitations of the systems. The thesis also examines two possible coupling of wind and tidal turbines which both use a PMSM. The simulation results of the models that we have developed in Matlab / Simulink / SimpowerSystem allow to validate the control strategies and conclude that a good choice would be to opt for coupling to the DC bus.

Key words: Wind turbine system; Tidal turbine system; Modeling; Power Coefficient; Park transformation; MPPT; Vector control; Wind-tidal turbines hybrid system.
